



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica

Proteção de pessoas e bens em instalações alimentadas por grupos de segurança/socorro

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica – Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autora

Sara Margarida Almeida Reis

Orientadores

Carlos Jorge Coelho Teixeira

José Manuel Fresco Tavares de Pina

Professores do Departamento de Engenharia Eletrotécnica
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE COIMBRA

Coimbra, novembro, 2016

AGRADECIMENTOS

Durante este trabalho foram várias as pessoas que contribuíram para a concretização desta dissertação.

De todas, queria agradecer em primeiro lugar ao meu orientador Eng.º Carlos Coelho pela sugestão do tema, ajuda, tempo disponibilizado, dedicação, trabalho realizado e pelo conhecimento que partilhou.

Ao Eng.º José Tavares de Pina pelas sugestões dadas, por me ajudar a seguir em frente e ensinar que todas as dissertações têm de ter um fim.

À minha família, especialmente aos meus pais, irmãos e cunhado pela paciência, confiança, dedicação, apoio e por estarem sempre disponíveis a ouvir-me.

Ao António, um agradecimento especial, pelo apoio incondicional, paciência, dedicação, por acreditar que era possível este meu trabalho desenvolvido e pelas palavras de carinho e força, nos dias menos bons.

Obrigado a todos.

RESUMO

A proteção de instalações elétricas faz-se em diferentes vetores: contra sobretensões (tensões superiores aos valores nominais), contra sobreintensidades (valores de corrente superiores aos esperados/estipulados) resultantes de sobrecargas ou como consequência de defeitos de isolamento que conduzem à condição de curto-circuito. A proteção tem de ser igualmente garantida a pessoas ou animais, evitando contactos diretos ou indiretos com partes da instalação a potencial não nulo. Estes contactos podem ocorrer com a instalação em condições normais (contacto com partes ativas) ou acidentalmente, por falha de isolamento que eletrize as massas metálicas dos aparelhos, em ambos os casos comportando riscos elevados.

Os regulamentos de segurança preconizam as condições a assegurar para garantir a proteção das pessoas e bens contra os efeitos das sobreintensidades, mas raramente a forma como as mesmas devem ser determinadas. A aplicação de técnicas de cálculo genéricas pode originar a criação de uma “falsa realidade” porquanto as condições de aplicabilidade das mesmas poderão não estar cumpridas.

Em redes elétricas onde existe um conjunto de cargas cujo fornecimento de energia não deva ser interrompido, é comum a existência de um ou mais grupos geradores de socorro, dimensionados para alimentar, pelo menos, as cargas prioritárias. Estes grupos de socorro, frequentemente acionados por motores de combustão, apresentam reduzidas correntes de curto-circuito e respostas temporais distintas das inerentes a uma alimentação a partir da rede pública. Assim, a substituição da rede pública de distribuição de energia por uma fonte (alternativa) de socorro poderá originar atuações incorretas das proteções contra sobreintensidades.

Neste trabalho foram estudadas algumas das diferenças referidas e avaliadas as possíveis consequências com base em simulação dinâmica de uma rede simplificada. Dos resultados obtidos conclui-se que, nestes casos (alimentação por grupo gerador de socorro), as condições de proteção devem ser avaliadas de forma específica para evitar funcionamentos incorretos das proteções instaladas, com consequências eventualmente graves para as instalações e/ou pessoas delas utilizadoras.

Palavras-chave: Contactos diretos e indiretos; curto-circuito; grupo gerador de socorro; proteção contra sobreintensidades; *PSCAD/EMTDC*.

ABSTRACT

The protection of electrical facilities is due in different vectors: against overvoltages (for voltages higher than nominal values), against overcurrents (currents higher than the expected/stipulated values) which may result from overloads or as a consequence of insulation reduction, leading to short circuits. Protection must also be guaranteed, to humans or to animals, against direct or indirect contacts with non-zero potential parts of the installation. These contacts can occur both with electrical installations in normal conditions (contact with active parts) or due to accidental insulation failures that increase the potential of metallic masses (indirect contact).

Regulatory documents advocate the minimum requirements to ensure people and assets protection against the effects of overcurrents but, rarely, how those conditions should be determined. Often, the application of generic calculation techniques can originate the creation of a “false reality” therefore the applicability conditions of them may not be fulfilled.

In electrical facilities where some loads require to be continuously supplied (priority loads), one or more generating devices do exist to replace, if necessary, the grid power infeed. These generators, often based on internal combustion engines (diesel fuelled), show reduced and different time behaviour short-circuit currents than those of the main grid supply. So, it is expected that the temporary replacement of the main power supply by a diesel based generator leads to overcurrents protection failure.

In this work, some of the referred differences have been addressed, and the corresponding consequences have been evaluated through dynamic simulation, using a simplified network. From the results, we get that the protection conditions should be carefully evaluated, when using emergency generators, to avoid incorrect protection actuations that may have serious consequences to the installations and/or to the persons using or operating it.

Keywords: Direct and indirect contacts; emergency generators; overcurrent protections; *PSCAD/EMTDC*; short-circuits.

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XV
ACRÓNIMOS.....	XVII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Considerações Gerais	1
1.2. Objetivos.....	1
1.3. Estrutura	2
2. MEDIDAS DE PROTEÇÃO DE PESSOAS, BENS E ANIMAIS EM REDES DE BAIXA TENSÃO	5
2.1. Efeitos da corrente elétrica no corpo humano	5
2.2. Requisitos de Proteção em Redes de Baixa Tensão	7
2.2.1. Proteção Contra Sobreintensidades	7
2.2.2. Proteções Contra Contactos Diretos	8
2.2.2.1. Proteção por Colocação Fora de Alcance.....	9
2.2.2.2. Proteção por Isolamento	9
2.2.2.3. Proteção por Barreiras ou Obstáculos	9
2.2.2.4. Proteção por Uso de Tensão Reduzida de Segurança e de Proteção	9
2.2.2.5. Proteção Complementar com Dispositivo Diferencial	10
2.2.3. Proteção Contra Contactos Indiretos	10
2.2.3.1. Proteção por Corte Automático da Alimentação	11
2.2.3.2. Proteção por Separação Elétrica	12
2.3. Caracterização e Aplicação dos Equipamentos de Proteção.....	12
2.3.1. Fusíveis.....	12
2.3.2. Disjuntores.....	13
2.3.3. Proteção Diferencial	16

2.3.3.1. Interruptores Diferenciais	16
2.3.3.2. Disjuntores Diferenciais	16
2.4. Esquemas de Ligação à Terra em Corrente Alternada	16
2.4.1. Esquema TT.....	20
2.4.2. Esquema TN	20
2.4.3. Esquema IT.....	23
3. ESTUDO DE CURTO-CIRCUITOS EM REDES ELÉTRICAS AC	27
3.1. Considerações Gerais	27
3.2. Metodologia de Cálculo Preconizada pela IEC	28
3.2.1. Alimentação a partir de um Ramal da Rede de Distribuição	29
3.3. Cálculo de Curto-circuitos usando componentes Simétricas	31
3.3.1. Aplicação das Componentes Simétricas.....	32
3.3.1.1. Curto-circuito Fase-Terra	33
3.3.1.2. Curto-circuito Fase-Fase	35
3.3.1.3. Curto-circuito Fase-Fase-Terra	37
3.4. Cálculos aproximados utilizados em circuitos de utilização.....	39
3.5. Casos especiais – instalações dotadas de um grupo gerador de socorro	40
4. MODELIZAÇÃO DE COMPONENTES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DE UMA REDE ELÉTRICA DOTADA DE GRUPO GERADOR DE SOCORRO	43
4.1. O PSCAD/EMTDC.....	43
4.2. Modelização de uma Rede MT/BT.....	43
4.3. Circuito de Comando do Disjuntor.....	44
4.4. Modelo Implementado	47
4.5. Modelização do Grupo Gerador	50
4.5.1. Descrição Física.....	50

4.5.1.1. Curto-Circuito de um Gerador Síncrono	51
4.5.1.2. Grupo Gerador	53
4.5.2. Modelo Implementado.....	53
5. APLICAÇÕES E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	57
5.1. Cálculo do Curto-Circuito na Rede Elétrica.....	57
5.1.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito no Barramento 15 kV do Transformador	57
5.1.2. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito no Barramento BT do Transformador... ..	57
5.1.3. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito no Ponto de Defeito.....	58
5.1.4. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Mínima de acordo com RTIEBT .	58
5.2. Cálculo do Curto-Circuito no Grupo Gerador	59
5.2.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito com Alimentação Pelo Gerador de Socorro	59
5.3. Simulação do Funcionamento em Regime Permanente	60
5.3.1. Alimentação pela Rede	60
5.3.2. Alimentação por Grupo de Socorro.....	61
5.4. Simulação da Corrente de curto-circuito sem atuação do disjuntor	62
5.4.1. Alimentação pela Rede	62
5.4.2. Grupo Gerador	63
5.5. Avaliação da Proteção de Máxima Intensidade com alimentação pela rede.....	65
5.5.1. Defeito Trifásico sem Contacto à Terra	65
5.5.1.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	65
5.5.2. Defeito Trifásico com Contacto à Terra	67
5.5.2.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	67
5.5.3. Defeito Monofásico	68

5.5.3.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	69
5.5.3.2. Efeitos da Variação da Resistência de Defeito	70
5.5.4. Efeitos da Variação da Curva de Atuação do Disjuntor	72
5.6. Avaliação da Proteção de Máxima Intensidade com alimentação pelo Grupo Gerador	73
5.6.1. Defeito Trifásico sem Contacto à Terra	74
5.6.1.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	74
5.6.2. Defeito Trifásico com Contacto à Terra	75
5.6.2.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	76
5.6.3. Defeito Monofásico	77
5.6.3.1. Efeitos da Variação do Comprimento do Cabo	77
5.6.3.2. Efeitos da Variação da Resistência de Defeito	79
5.6.4. Efeitos da Variação da Curva de Atuação do Disjuntor	80
5.7. Resumo	82
6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	85
6.1 Conclusão	85
6.2 Perspetivas de Desenvolvimento.....	87
REFERÊNCIAS	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1- Efeitos da corrente de fuga em função do tempo (ms) [3].....	7
Figura 2.2 - Contacto direto [3]	8
Figura 2.3 - Contacto indireto [3]	10
Figura 2.4 - Curva de dimensionamento do disjuntor termomagnético [8]	14
Figura 2.5 - Disjuntores de curva B, C e D [10].....	15
Figura 2.6 - Esquema TN-S em corrente alternada com quatros condutores ativos com neutro [1]	18
Figura 2.7 - Esquema TN-S em corrente alternada com três condutores ativos [1].....	18
Figura 2.8 - Esquema TN-C em corrente alternada [1]	18
Figura 2.9 - Esquema TN-C-S em corrente alternada [1].....	19
Figura 2.10 - Esquema TT em corrente alternada [1].....	19
Figura 2.11 - Esquema IT em corrente alternada [1].....	20
Figura 3.1 - Esquema equivalente de Thévenin [17].....	27
Figura 3.2 - Diagrama do circuito equivalente do sistema direto [18]	28
Figura 3.3 - Diagrama do circuito equivalente sem transformador [18]	30
Figura 3.4 - Diagrama do circuito equivalente com transformador [18].....	31
Figura 3.5 - Curto-circuito fase-terra aos terminais de um gerador [17].....	33
Figura 3.6 - Esquema de ligações para o curto-circuito fase-terra [17]	35
Figura 3.7 - Curto-circuito fase-fase [17]	36
Figura 3.8 - Esquema de ligação para o curto-circuito fase-fase [17]	37
Figura 3.9 - Curto-circuito fase-fase-terra [17]	38
Figura 3.10 - Esquema de ligação para o curto-circuito fase-fase-terra [17]	38
Figura 3.11 - Esquema do grupo gerador conectado em paralelo com a rede elétrica ...	40

Figura 3.12 - Evolução temporal no valor eficaz da corrente em curto-circuito [21]	41
Figura 4.1 - Modelização da rede elétrica no <i>PSCAD/EMTDC</i>	43
Figura 4.2 - Curva de disparo do disjuntor de curva C (<i>SIMARIS Curve 4.0.0</i>)	44
Figura 4.3 - Gráfico de comparação de valores da simulação com valores teóricos.....	46
Figura 4.4 - Módulo de controlo por disparo térmico	47
Figura 4.5 - Módulo de controlo por disparo magnético	48
Figura 4.6 - Módulos de controlo dos disjuntores nas três fases	49
Figura 4.7 - Simulação do grupo gerador no <i>PSCAD/EMTDC</i> com seis cargas.....	54
Figura 4.8 - Controlo de regulação de velocidade e gerador <i>Diesel</i>	55
Figura 5.1 - Esquema da rede elétrica com aplicação do defeito	57
Figura 5.2 - Esquema do grupo gerador com aplicação do defeito	59
Figura 5.3 - Corrente da alimentação pela rede em regime permanente	61
Figura 5.4 - Tensão da alimentação pela rede em regime permanente.....	61
Figura 5.5 - Corrente da alimentação do grupo gerador em regime permanente	62
Figura 5.6 - Tensão da alimentação do grupo gerador em regime permanente.....	62
Figura 5.7 - Correntes de curto-circuito na rede elétrica sem proteção.....	63
Figura 5.8 – Sinalização de tipo de disparo do disjuntor, não considerando a atuação da proteção (sinal “final” sobreposto com magnético), considerando a alimentação pela rede	63
Figura 5.9 - Correntes de curto-circuito no grupo gerador sem proteção	64
Figura 5.10 - Sinalização de tipo de disparo do disjuntor, não considerando a atuação da proteção (sinal “final” sobreposto com magnético), considerando a alimentação por gerador	64
Figura 5.11 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabo1 50 m, cabo2 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C).....	66

Figura 5.12 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	66
Figura 5.13 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	67
Figura 5.14 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 e curva C)	68
Figura 5.15 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	69
Figura 5.16 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	69
Figura 5.17 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 25 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	70
Figura 5.18 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	71
Figura 5.19 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	71
Figura 5.20 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 25 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	72
Figura 5.21 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva B)	73
Figura 5.22 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva B)	73
Figura 5.23 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	74
Figura 5.24 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	75
Figura 5.25 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C).....	76

Figura 5.26 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	76
Figura 5.27 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	77
Figura 5.28 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	78
Figura 5.29 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 25 m, R_F 0.1 Ω e curva C)	78
Figura 5.30 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	79
Figura 5.31 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	80
Figura 5.32 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 25 m, R_F 0.2 Ω e curva C)	80
Figura 5.33 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabo ₁ 50 m, cabo ₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva B)	81
Figura 5.34 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva B)	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Efeitos da corrente de fuga nas quatro zonas [3]	6
Tabela 2.2 - Valores limite da resistência de terra para as diversas correntes diferenciais estipuladas [5].....	11
Tabela 2.3 - Correntes características dos fusíveis [7]	12
Tabela 2.4 - Código dos esquemas de ligação à terra [6]	17
Tabela 2.5 - Tempos de corte máximos no esquema TN [1].....	22
Tabela 2.6 - Tempos máximos de corte no esquema IT (segundo defeito) [1]	25
Tabela 3.1 - Fator de tensão c [18]	29
Tabela 4.1 - Valores da curva superior relativamente aos pontos na zona de sobrecarga do disjuntor de 10A	45
Tabela 4.2 - Conjunto de valores de F dependentes de I no intervalo observado.....	46
Tabela 5.1 - Resumo das simulações da rede elétrica e do grupo gerador	83

ACRÓNIMOS

AC ou CA	Corrente Alternada
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CC ou DC	Corrente Contínua
CPI	Controlador Permanente de Isolamento
ELT	Esquemas de Ligação à Terra
EMTDC	Electromagnetic Transients in DC
EN	Norma Europeia
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ICE	Internal Combustion Engine
IP	Índice de Proteção
MT	Média Tensão
PI	Controlador Proporcional Integral
PSCAD	Power Systems Computer Aided Design
RSIUEEBT	Regulamento de Segurança das Instalações de Utilização de Energia Elétrica em Baixa Tensão
RSRDEEBT	Regulamento de Segurança Das Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
TRP	Tensão Reduzida de Proteção
TRS	Tensão Reduzida de Segurança

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os regulamentos aplicáveis às instalações elétricas de utilização tipificam as condições de proteção contra sobreintensidades, bem como as relativas proteções contra contactos indiretos, partindo do princípio que se trata de redes de distribuição em Baixa Tensão (BT) pública ou particular, alimentadas em Média Tensão (MT) a partir da rede pública.

As condições de proteção modificam-se quando a rede pública é substituída por uma alimentação de segurança ou socorro, dadas as menores potências de curto-circuito desta alimentação de recurso. Desta forma, são expectáveis correntes de defeito de menor amplitude que, no limite, poderão conduzir à não atuação dos aparelhos de proteção, com consequências para a segurança de pessoas e bens.

Em diferentes Esquemas de Ligação à Terra (ELT), a rede a montante do(s) aparelho(s) de proteção pode influenciar nos tempos de atuação das proteções que asseguram, em específico ou em conjunto com outras funções, a proteção de pessoas contra contactos indiretos. Desta forma, os ELT podem condicionar a seleção e eficácia dos equipamentos de proteção, nomeadamente os que têm por missão garantir a proteção de pessoas contra contactos indiretos, resultantes da diminuição dos níveis de isolamento entre partes ativas e as massas de uma instalação. Em certos ELT, a proteção contra contactos indiretos e a proteção contra sobreintensidades podem ser desempenhadas pelos mesmos aparelhos de proteção, com parametrizações adequadas. Desta acumulação de funções resultam requisitos de atuação normalmente exigentes.

1.2. OBJETIVOS

Os objetivos gerais desta dissertação foram o aprofundamento do conhecimento de alguns sistemas de proteção usados em BT, de diferentes ELT e das suas relações com os sistemas de proteção, e da dependência dos anteriores em relação às característica(s) da(s) fonte(s) de alimentação utilizada(s).

Os objetivos específicos foram a caracterização, implementação e simulação de diferentes elementos da rede elétrica, com recurso ao pacote de programas computacionais *Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients in*

DC (PSCAD/EMTDC). Para além da rede BT, pretendeu-se ainda incluir grupos de segurança ou de socorro (similares aos existentes em algumas instalações industriais/hospitalares) acionados por motor *Diesel*, cujo comportamento, perante regimes de defeito, não é idêntico ao das redes de corrente alternada (AC) convencionais, alimentadas a partir da rede de distribuição MT/BT.

Foi utilizada uma versão livre do pacote de programas computacionais *PSCAD/EMTDC*, limitada, em número de nós elétricos e, portanto, de componentes elétricos possíveis de incorporar na rede elétrica representada, o que requereu algumas simplificações ao longo do trabalho.

Para que os resultados obtidos possam corresponder, aproximadamente, ao comportamento real, foi igualmente realizado o estudo e caracterização do comportamento dos aparelhos de proteção, em particular de disjuntores com características termomagnéticas não reguláveis.

Como objetivo global, o presente trabalho teve em vista caracterizar o problema de forma mais aprofundada, complementando as metodologias de cálculo/dimensionamento usuais, de forma a prever e caracterizar eventuais medidas de segurança adicionais para garantir o cumprimento dos requisitos de proteção de pessoas e bens.

1.3. ESTRUTURA

A estrutura desta dissertação está relacionada com os objetivos expostos e encontra-se repartida em 6 Capítulos, exibindo no início um Resumo que sintetiza o trabalho desenvolvido.

No Capítulo 1, faz-se uma breve introdução dos regulamentos aplicáveis às instalações elétricas de utilização, descrevem-se os diferentes ELT e as unidades de socorro convencionais; e ainda são descritos os objetivos e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2, destacam-se as medidas de proteção de pessoas, bens e animais em redes de BT, fazendo o enquadramento das proteções e dispositivos a utilizar. Analisaram-se as características dos vários ELT possíveis na rede elétrica em BT.

No Capítulo 3, apresenta-se o estudo dos curto-circuitos em redes elétricas AC, sendo feita uma análise pormenorizada da metodologia de cálculo preconizada pela *International Electrotechnical Commission (IEC)* e do cálculo de curto-circuitos usando componentes simétricas.

No Capítulo 4, descreve-se a modelização de componentes para simulação computacional de uma rede elétrica dotada de grupo gerador de socorro através do *PSCAD/EMTDC*. Nesta simulação implementou-se um módulo para o circuito de comando do disjuntor, envolvendo os dois tipos de disparo.

No Capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados dos diferentes estudos realizados. Não tendo como objetivo tratar o assunto de forma exaustiva, foram escolhidos preferencialmente situações onde as diferenças relacionadas com o tipo de fonte eram mais notórias.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões desta dissertação e apontadas algumas situações a explorar futuramente.

2. MEDIDAS DE PROTEÇÃO DE PESSOAS, BENS E ANIMAIS EM REDES DE BAIXA TENSÃO

Nos regulamentos de segurança aplicáveis a instalações elétricas são definidas normas rígidas de proteção de pessoas, bens e animais em relação aos efeitos nefastos do estabelecimento de contactos indevidos com partes ativas de uma rede elétrica, bem como os que possam ocorrer por falhas de isolamento entre partes ativas e não ativas das mesmas. As medidas preconizadas minimizam o risco destes contactos e têm como objetivo reduzir a sua probabilidade a valores adequados (próximos de zero), em função do tipo de instalação e do tipo de intervenção a realizar. Quando estas medidas são incorretamente (ou apenas parcialmente) implementadas, poderão ocorrer danos físicos e/ou patrimoniais decorrentes da passagem de corrente elétrica através de certos equipamentos, pessoas ou animais, em valores superiores aos suportados pelos mesmos.

As medidas de segurança têm em conta a probabilidade de ocorrência de defeitos, de contacto com partes em tensão ou avariadas, o nível de conhecimento da pessoa que interage com a rede elétrica (a sua experiência e qualificação técnica), assim como o compromisso entre a proteção efetiva conseguida e os custos associados à implementação das mesmas. Desta forma impõe-se que, no projeto e execução de uma instalação elétrica, bem como na seleção e instalação dos equipamentos, se cumpram as normas aplicáveis, quer para proteções das instalações, quer para proteções das pessoas e animais [1].

Na proteção das instalações, são importantes os riscos térmicos e dinâmicos associados às sobreintensidades, bem como os riscos de sobretensão e consequentes falhas de isolamento. Na proteção de pessoas e animais, são preponderantes os riscos associados aos contactos diretos ou indiretos com partes da instalação em tensão, seja na sua condição normal, seja em situação anormal de falha de isolamento entre partes ativas e/ou não ativas das instalações.

2.1. EFEITOS DA CORRENTE ELÉTRICA NO CORPO HUMANO

O perigo decorrente da passagem de corrente elétrica através do corpo humano depende da intensidade da mesma, bem como da duração da passagem de corrente. A intensidade da corrente elétrica que se estabelece é função da resistência apresentada pelo corpo humano, diferindo de pessoa para pessoa, em função de fatores físicos e biológicos, podendo variar entre os 200 Ω e 5000 Ω [2].

O funcionamento do corpo humano é controlado por impulsos de corrente elétrica. Se a estes sinais elétricos adicionarmos uma corrente externa, em resultado de qualquer contacto elétrico, poderão registar-se alterações ligeiras ou graves das funções vitais no corpo humano. Dependendo do tempo e da intensidade da corrente, poderão verificar-se efeitos fisiológicos graves, irreparáveis ou até a morte [3].

De acordo com a Norma IEC 60479-1 [3] os efeitos da passagem de corrente elétrica pelo corpo humano são descritos e agrupados conforme a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Efeitos da corrente de fuga nas quatro zonas [3]

Zonas	Efeitos Fisiológicos
AC-1	Percepção possível, mas geralmente não causa reação.
AC-2	Provável percepção e contrações musculares involuntárias, porém sem causar efeitos fisiológicos.
AC-3	Fortes contrações musculares involuntárias, dificuldade respiratória e disfunções cardíacas reversíveis. Podem ocorrer imobilizações e os efeitos aumentam com o crescimento da corrente elétrica, normalmente os efeitos prejudiciais podem ser revertidos.
AC-4	Efeitos patológicos graves podem ocorrer inclusive paragens cardiorrespiratórias e queimaduras ou outros danos nas células. A probabilidade de fibrilhação ventricular aumenta com a intensidade da corrente e do tempo. AC-4.1 Probabilidade de fibrilhação ventricular aumentada até aproximadamente 5 %. AC-4.2 Probabilidade de fibrilhação ventricular de aproximadamente 50 %. AC-4.3 Probabilidade de fibrilhação ventricular acima de 50 %.

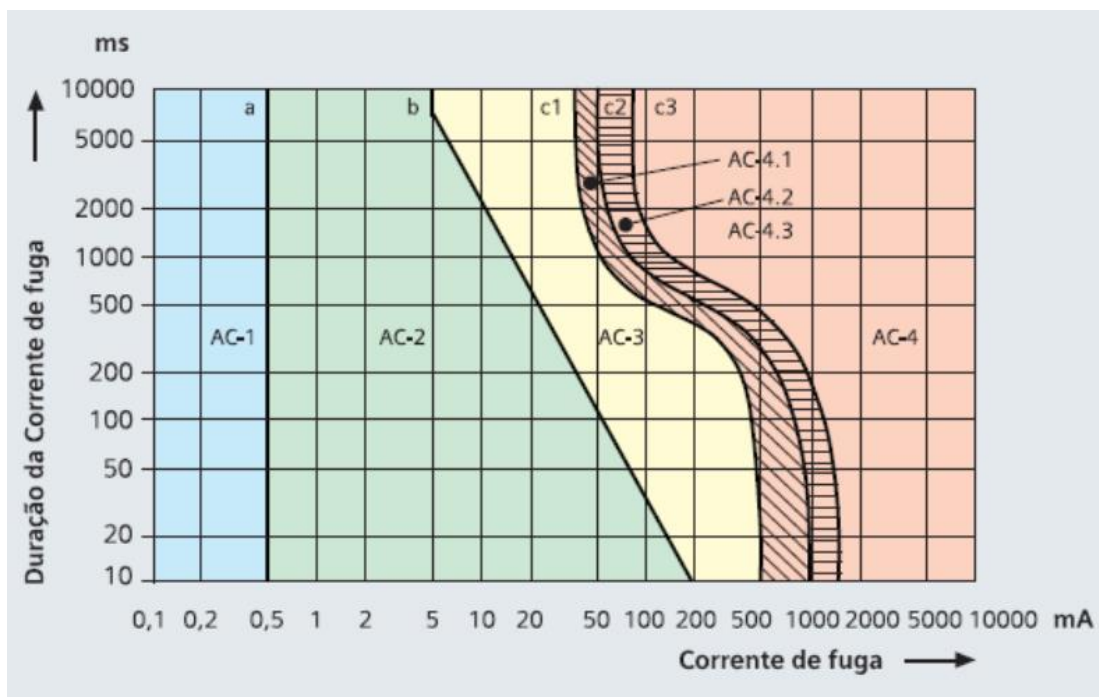


Figura 2.1- Efeitos da corrente de fuga em função do tempo (ms) [3]

Na Figura 2.1 são representadas as zonas tempo/corrente associada a cada um dos conjuntos de efeitos referidos na Tabela 2.1.

2.2. REQUISITOS DE PROTEÇÃO EM REDES DE BAIXA TENSÃO

De acordo com as Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT), instituídas pela Portaria n.º 949-A/2006 [1], a segurança das pessoas deve ser prioritária e assegurada aquando do estabelecimento, exploração e utilização de energia elétrica. Devem existir condições para que as atividades se desenvolvam e que os danos materiais sejam reduzidos ao máximo [4]. Nesse sentido, são utilizados sistemas de proteção capazes de determinar, decidir e atuar (de forma automática) com vista à eliminação das correntes de defeito estabelecidas.

2.2.1. PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES

Quando a corrente elétrica nos condutores (ou outro elemento da rede elétrica) ultrapassa os valores estipulados estamos perante uma sobreintensidade. As sobreintensidades podem ser causadas por sobrecarga, quando a corrente é superior ao valor estipulado, originando aquecimento e consequente aumento do risco de incêndio, sem que tal resulte de uma falha ou diminuição dos níveis de isolamento entre partes ativas ou entre estas e as massas de uma instalação. As sobreintensidades podem também

ser originadas por curto-circuitos, quando o contacto entre dois pontos, com potenciais distintos, origina a passagem de corrente de valor superior aos normalmente existentes, provocando a destruição dos condutores e/ou dos equipamentos elétricos, podendo originar incêndios ou destruição desses equipamentos [5]. A proteção contra as sobreintensidades pode ser garantida pelo corte automático ou por limitação da sobreintensidade máxima a um valor seguro, tendo em conta a sua duração [1].

2.2.2. PROTEÇÕES CONTRA CONTACTOS DIRETOS

Denomina-se por contacto direto, como mostra a Figura 2.2, o contacto accidental entre uma pessoa e uma parte em tensão da instalação elétrica, por falta ou remoção do seu isolamento. A pessoa torna-se, assim, parte do circuito elétrico sendo o corpo humano percorrido pela corrente do circuito, modificada, em relação à rede inicial, pela inserção da resistência do corpo humano, entre os condutores ativos afetados ou entre estes e a referência (terra).

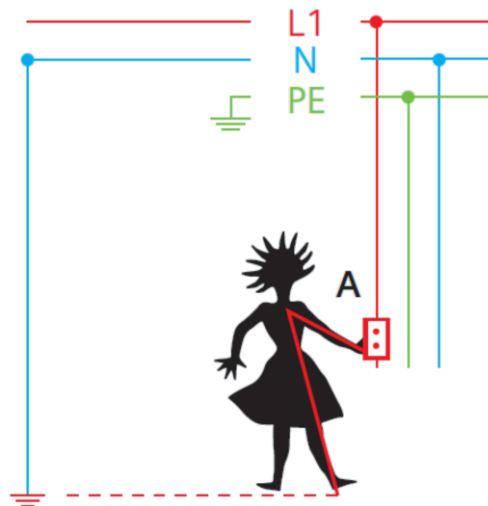


Figura 2.2 - Contacto direto [3]

A proteção contra contactos diretos envolve medidas de segurança essencialmente preventivas, para evitar o risco de contacto com partes que se encontram, normalmente em tensão.

Como medidas passivas temos a colocação fora de alcance, o isolamento dos condutores e a implementação de barreiras ou obstáculos. Quanto às medidas ativas utilizam-se a tensão reduzida de segurança (TRS), tensão reduzida de proteção (TRP) e proteção complementar através da utilização de dispositivos diferenciais com alta sensibilidade ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$) [2][6].

2.2.2.1. PROTEÇÃO POR COLOCAÇÃO FORA DE ALCANCE

A colocação fora de alcance, tal como o seu nome indica, funciona por colocação das partes ativas em locais inacessíveis a pessoas que não sejam qualificadas ou instruídas para o uso dos equipamentos. As partes ativas não se devem situar no volume de acessibilidade. O volume de acessibilidade pode ser condicionado por obstáculo, na horizontal, ou por afastamento mínimo de 2.5 m na vertical.

2.2.2.2. PROTEÇÃO POR ISOLAMENTO

Todas as partes ativas devem ser completamente isoladas com um isolamento resistente o qual só poderá ser retirado por destruição. Os isolamentos de equipamentos montados em fábrica devem satisfazer as regras aplicáveis a esses equipamentos. Os equipamentos não montados em fábrica devem ser dotados de proteção que suporte, de forma duradora, as solicitações a que possam vir a ser submetidos.

2.2.2.3. PROTEÇÃO POR BARREIRAS OU OBSTÁCULOS

As partes ativas devem ser colocadas dentro de invólucros ou atrás de barreiras com $IP \geq IP2X$ (aberturas de dimensão inferior a 12.5 mm). Se isto não for possível cumprir devem tomar-se precauções para impedir que as pessoas e os animais toquem acidentalmente nas partes ativas. Ao retirarem-se as proteções deve-se garantir que as pessoas estejam conscientes de que as partes que fiquem acessíveis pela abertura são partes ativas. Os pisos e passadeiras colocados por cima de partes ativas devem ter um $IP \geq IP4X$. As barreiras e os invólucros devem ser robustos e duradouros, para manterem o grau de proteção exigido. Os obstáculos devem impedir a aproximação física, não intencional, às partes ativas, assim como os contactos não intencionais com as partes ativas durante a exploração.

2.2.2.4. PROTEÇÃO POR USO DE TENSÃO REDUZIDA DE SEGURANÇA E DE PROTEÇÃO

Nas medidas de proteção por uso de TRS ou TRP, devem ser usadas tensões nominais inferiores a 50 V para correntes alternadas ou a 120 V para correntes contínuas. Como fontes de alimentação podem ser utilizadas pilhas ou acumuladores, dispositivos eletrónicos e transformadores de segurança que satisfaçam a norma EN 61558. As partes ativas dos circuitos devem ser separadas, eletricamente, de qualquer outro circuito, devendo ser tomadas medidas adequadas para garantir uma separação, pelo menos,

equivalente à que existe entre os circuitos primário e secundário de um transformador de segurança. As fichas não devem poder entrar em tomadas de outras tensões, as tomadas devem impedir a introdução de fichas de outras tensões. Estas tomadas alimentadas por TRS não devem possuir contacto de terra. As massas dos equipamentos alimentados a TRS não podem ser ligadas à terra, nem a condutores de proteção ou massas ou elementos condutores de outras instalações [1] [6].

2.2.2.5. PROTEÇÃO COMPLEMENTAR COM DISPOSITIVO DIFERENCIAL

A proteção complementar por dispositivo sensível à corrente diferencial residual de alta sensibilidade ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$), deve ser usada como complemento de qualquer uma das outras medidas, não podendo ser considerada uma medida suficiente, por si só. Esta medida não evita acidentes em que o contacto seja bipolar (entre fases e entre fase e neutro), pelo que se torna importante a aplicação correta de outras medidas referenciadas [6].

2.2.3. PROTEÇÃO CONTRA CONTACTOS INDIRETOS

Os contactos indiretos ocorrem quando uma pessoa entra em contacto com uma parte metálica de um equipamento normalmente sem tensão mas que, devido a um defeito de isolamento, interrupção ou ausência do condutor de proteção, permite o estabelecimento de correntes de fuga de valor, eventualmente significativo, como se observa na Figura 2.3.

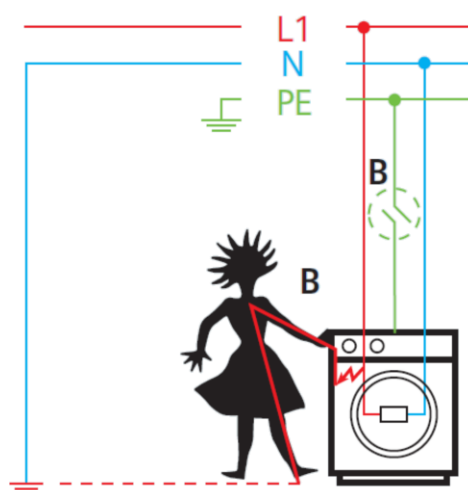


Figura 2.3 - Contacto indireto [3]

A proteção contra contactos indiretos pode ser assegurada com recurso a diferentes medidas, alternativas ou em concorrência, entre as quais estão a proteção por corte automático da alimentação e a proteção por separação elétrica.

2.2.3.1. PROTEÇÃO POR CORTE AUTOMÁTICO DA ALIMENTAÇÃO

Esta proteção é executada por um dispositivo que separa o circuito ou o equipamento protegido da alimentação, quando surge um defeito entre uma parte ativa e uma massa [1].

Este modo de proteção contra os contactos indiretos deve ser utilizado quando, em caso de defeito, e em consequências da duração da tensão de contacto U_L , existir risco de se produzirem efeitos fisiopatológicos perigosos para as pessoas. Para que esta proteção seja eficaz é necessário proceder a uma coordenação entre os esquemas de ligação à terra, as características dos condutores de proteção e dos dispositivos de proteção diferencial.

A sensibilidade dos dispositivos de proteção diferencial (de corte automático) deve ser seleccionada em função do valor da resistência da malha de defeito, de modo a garantir que a tensão limite convencional de contacto ($U_L = 50\text{ V}$ em AC ou $U_L = 120\text{ V}$ em DC), não seja ultrapassada [6]. A condição referida traduz-se na condição (2.1), e está na base da Tabela 2.2.

$$R_T \times I_{\Delta n} \leq U_L \quad (2.1)$$

Tabela 2.2 - Valores limite da resistência de terra para as diversas correntes diferenciais estipuladas [5]

Resistência de Terra (Ω)	$I_{\Delta n}$ (mA)
$R \leq 100$	500
$100 < R \leq 166.6$	300
$166.6 < R \leq 500$	100
$500 < R \leq 1666.6$	30
$1666.6 < R \leq 4166.6$	10

2.2.3.2. PROTEÇÃO POR SEPARAÇÃO ELÉTRICA

O circuito deve ser alimentado por um transformador de separação ou por uma fonte de alimentação que garanta uma segurança equivalente. A tensão nominal do circuito separado não deve ser superior a 500 V [1].

2.3. CARATERIZAÇÃO E APLICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

Os dispositivos de proteção contra curto-circuito e sobrecarga do circuito que protegem necessitam possuir caraterísticas que possibilitem efetuar o corte da alimentação, num tempo determinado, quando nestes ocorrem defeitos. Estes equipamentos de proteção podem ser fusíveis ou disjuntores. No que diz respeito à proteção diferencial, o bloco de proteção sensível à corrente diferencial residual poderá ser acoplado a um disjuntor ou a um interruptor, criando um disjuntor diferencial ou um interruptor diferencial.

2.3.1. FUSÍVEIS

Os corta-circuitos fusíveis (abreviadamente designados por fusíveis) têm o seu funcionamento baseado na utilização de um elemento condutor específico que, em circunstâncias pré-definidas, funde em resultado do aquecimento por passagem da corrente elétrica. Os fusíveis agrupam-se em dois tipos, em função do modo/tempo de atuação. Os fusíveis de ação lenta – tipo gG - podem ser utilizados quer na proteção contra sobrecargas, quer na proteção contra curto-circuitos. As caraterísticas destes fusíveis são apresentadas na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Correntes caraterísticas dos fusíveis [7]

Caraterísticas dos fusíveis gG		
Corrente estipulada (I_n)	Corrente convencional de não funcionamento (I_{nf})	Corrente convencional de funcionamento (I_2)
Até 4 A	$1.5 \times I_n$	$2.1 \times I_n$
$4 \text{ A} < I_n \leq 16 \text{ A}$	$1.5 \times I_n$	$1.9 \times I_n$
$I_n > 16 \text{ A}$	$1.25 \times I_n$	$1.6 \times I_n$

De acordo com as caraterísticas dos fusíveis gG , a corrente estipulada corresponde ao maior valor para o qual o fusível não funciona; a corrente convencional de não

funcionamento indica o valor da corrente para o qual o fusível não deve funcionar durante o tempo convencional e a corrente convencional de funcionamento indica o valor da corrente para o qual o fusível deve funcionar antes de expirar o tempo convencional.

Os fusíveis de ação rápida- tipo aM - são previstos para proteção contra curto-circuito e não funcionam para pequenas e médias sobrecargas. Estes têm um alto poder de corte e são utilizados na proteção de motores de arranque lento [6], sendo a proteção contra sobrecargas assegurada por outros equipamentos.

2.3.2. DISJUNTORES

Um disjuntor é um dispositivo automático de proteção contra sobrecargas e curto-circuitos que atua em condições pré-definidas. Para além de permitirem estabelecer, suportar e interromper a passagem de energia elétrica em condições normais, permitem uma abertura/interrupção do circuito, com vista à eliminação das sobreintensidades. Embora existam diversos tipos de disjuntores, apenas serão abordados, neste texto, os disjuntores de baixa tensão e, em particular, os de características de disparo combinadas, designados por termomagnéticos, por serem os que normalmente são utilizados em quadros de utilização comum e, na maior parte dos casos, terem características de funcionamento pré-definidas (não reguláveis).

O funcionamento dos disjuntores de baixa tensão baseia-se, em circunstâncias pré-definidas, num relé instantâneo de máxima corrente e num relé térmico que funciona devido ao aquecimento por passagem de corrente elétrica. Na proteção contra sobrecargas, o disparo do disjuntor é controlado pela deformação de uma lâmina bimetálica em resultado do aquecimento por passagem da corrente elétrica. Neste tipo de funcionamento os tempos de disparo variam na razão inversa da dimensão da sobrecarga. O disparo é lento para pequenas sobrecargas e mais rápido para sobrecargas de maior valor.

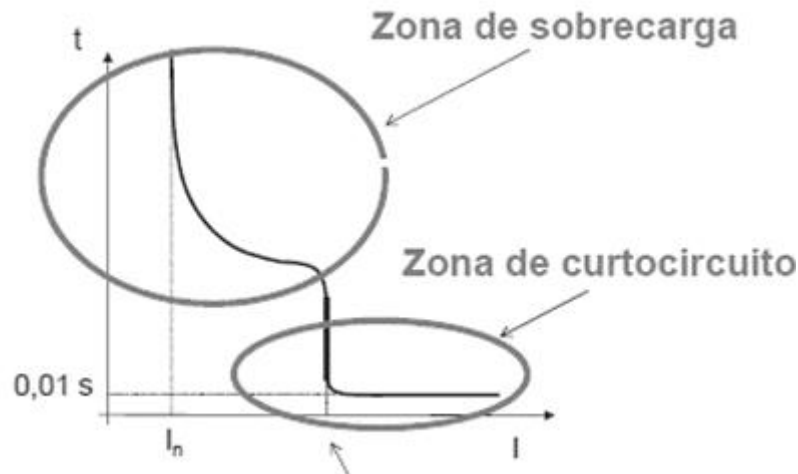


Figura 2.4 - Curva de dimensionamento do disjuntor termomagnético [8]

Na proteção contra curto-circuitos, a atuação do disjuntor é feita por atuação de um relé eletromagnético. Em caso de defeito, verifica-se um aumento instantâneo do valor da corrente elétrica cuja passagem através de uma bobina induz um forte campo magnético que, ao fazer deslocar um elemento (núcleo) de material magnético, provoca o seu disparo [6]. Este disparo é, normalmente, de tempo fixo, da ordem de um ciclo à frequência fundamental, podendo assumir-se como (quase) instantâneo.

Na Figura 2.4 identificam-se duas zonas de atuação do disjuntor: a zona de sobrecarga (térmica) e a zona de curto-circuito (magnética). A zona de sobrecarga descreve a reação temporal do disjuntor face a uma determinada alteração da intensidade de corrente, correspondendo ao aumento ou diminuição da temperatura do elemento térmico do disjuntor. A zona de curto-circuito identifica o tempo de disparo do disjuntor, a partir de um determinado valor de corrente. Para correntes superiores ao assinalado no gráfico (seta no eixo da corrente), qualquer que seja a sua intensidade, o disparo do disjuntor ocorre num tempo fixo (0.01 s, no caso apresentado).

De acordo com a Norma IEC 60898-1 [9] os disjuntores são agrupados no que se refere aos valores de intensidade de corrente para os quais os disjuntores entram na zona de disparo magnético.

Os disjuntores de curva B, cuja corrente limite referida se situam entre 3 a 5 vezes a corrente nominal (I_n) são utilizados para proteção de circuitos com cargas resistivas; para $I_n \leq 32\text{ A}$, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 45\text{ s}$ e para $I_n > 32\text{ A}$, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 90\text{ s}$.

Os disjuntores de curva C devem atuar magneticamente entre 5 a 10 vezes a corrente nominal, sendo utilizados para proteção de circuitos de uso geral; para $I_n \leq 32$ A, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 15$ s e para $I_n > 32$ A, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 30$ s.

Os disjuntores de curva D, com corrente limite entre 10 a 20 vezes a corrente nominal, são utilizados para proteção de circuitos com picos de corrente; para $I_n \leq 32$ A, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 4$ s e para $I_n > 32$ A, os tempos de disparo variam entre $0.1 < t < 8$ s [10] [11].

Na Figura 2.5 é possível observar os disjuntores das respectivas curvas.

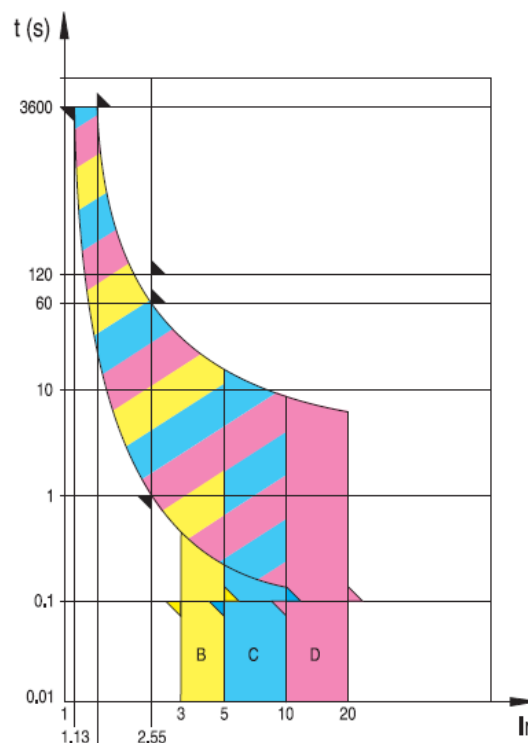


Figura 2.5 - Disjuntores de curva B, C e D [10]

Refira-se, ainda, que o tempo de atuação dos disjuntores, bem como o dos fusíveis, não é determinística, sendo normalmente referida uma zona de atuação, delimitada por duas curvas de atuação, correspondentes aos tempos mínimos e máximos de atuação, para cada valor de corrente. As normas estabelecem, para cada uma das curvas referidas, e para cada classe/tipo de disjuntor, os valores mínimos (disparo a “quente”) e máximos (disparo “a frio”) admissíveis.

2.3.3. PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Os equipamentos de proteção diferencial são utilizados para a proteção de pessoas e instalações elétricas devido à presença de correntes de defeito. O princípio de funcionamento destes dispositivos baseia-se na quantificação do valor das correntes de fuga (à terra) que possam existir nos circuitos elétricos; caso estas ultrapassem os limites de regulação pré-definidos, é emitida uma ordem de abertura de um aparelho com as características adequadas, normalmente um interruptor (diferencial) ou disjuntor (diferencial). A sensibilidade destes aparelhos mede o valor da corrente que provoca o disparo do aparelho de corte; na seleção da sensibilidade, devem ser tidos em conta os valores máximos da resistência da terra do circuito de proteção e tensão limite convencional de contacto.

2.3.3.1. INTERRUPTORES DIFERENCIAIS

Os interruptores diferenciais são aparelhos que agrupam duas funções independentes num mesmo invólucro, isto é, de interruptor clássico e de proteção diferencial como órgão de corte automático, podendo ser utilizados, para proteção de pessoas e instalações quanto a contactos indiretos e contra os efeitos de correntes de fuga que possam existir nos circuitos elétricos [12].

2.3.3.2. DISJUNTORES DIFERENCIAIS

Os disjuntores diferenciais são dispositivos que possuem uma bobina de tensão que atua no trinco do disjuntor quando se produz um defeito de isolamento na canalização ou na aparelhagem. A bobina é ligada entre um eletrodo de terra, exclusivo do disjuntor, e um condutor de proteção que liga entre si todas as massas da instalação. Deste modo, o disjuntor diferencial dispara logo que a massa da instalação fica sob tensão, por defeito de isolamento dos circuitos, e antes que atinja um valor perigoso, protegendo assim as pessoas contra contactos à massa [13].

2.4. ESQUEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA EM CORRENTE ALTERNADA

A Norma IEC 60364 regulamenta as formas de ligação do neutro e das massas de uma instalação elétrica na BT. Os ELT utilizados na BT condicionam a escolha das proteções necessárias para garantir condições de segurança, continuidade de serviço na

exploração e aplicação das medidas de proteção de pessoas contra os contactos diretos e indiretos [6] [14] [15].

Os ELT são classificados com códigos de duas letras. A primeira letra refere-se ao modo de ligação à terra do neutro da rede de distribuição e a segunda letra indica o modo como as massas da instalação elétrica são ligadas à terra, como apresentado na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Código dos esquemas de ligação à terra [6]

Primeira Letra	Descrição
T	Ligação direta do neutro à terra ou outro condutor ativo.
I	Ponto neutro isolado da terra ou ligado à terra por impedância de valor elevado.
Segunda Letra	Descrição
T	Massas ligadas diretamente à terra, independentemente da eventual ligação do neutro à terra.
N	Massas ligadas diretamente ao neutro ou através de um condutor ligado àquele na extremidade (PE).

Com base na tabela anterior, os esquemas de ligação à terra podem ser TT, TN e IT, sendo que o esquema TN pode ainda subdividir-se em TN-S, TN-C e TN-C-S.

Nos esquemas TN em corrente alternada existe um ponto de ligação direta à terra ao qual são igualmente ligadas as massas da instalação através de condutores de proteção. No esquema TN-S, o condutor de proteção é distinto do condutor neutro, conforme representado nos esquemas das Figura 2.6 e Figura 2.7. No esquema TN-C as funções do neutro e de proteção estão combinadas num único condutor na totalidade do esquema, conforme apresentado na Figura 2.8. No esquema TN-C-S, as funções de neutro e de proteção estão combinadas num único condutor numa parte do esquema apresentado na Figura 2.9 e separadas na restante instalação.

Na Figura 2.6 o condutor ativo ligado à terra é o neutro, enquanto na Figura 2.7 o condutor ativo ligado à terra é um dos condutores de fase [1]. Em ambos os casos, existe uma separação entre os dois condutores na totalidade do circuito.

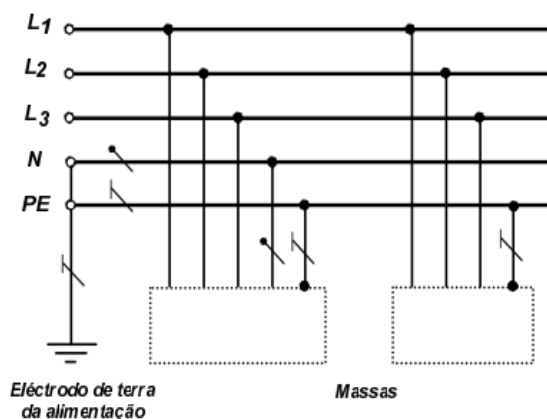


Figura 2.6 - Esquema TN-S em corrente alternada com quatros condutores ativos com neutro [1]

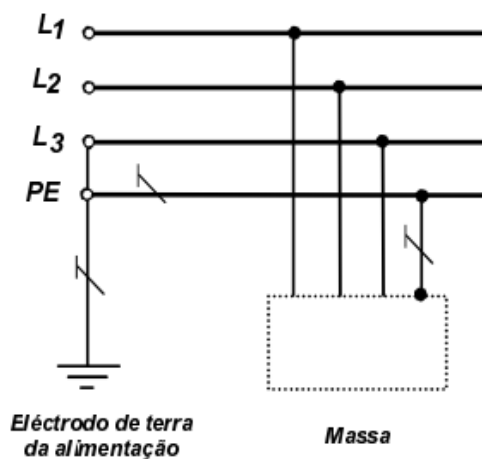


Figura 2.7 - Esquema TN-S em corrente alternada com três condutores ativos [1]

Na Figura 2.8 observamos, em todo o esquema, as funções de neutro e de proteção combinadas num único condutor (PEN), ligado à terra no início do circuito.

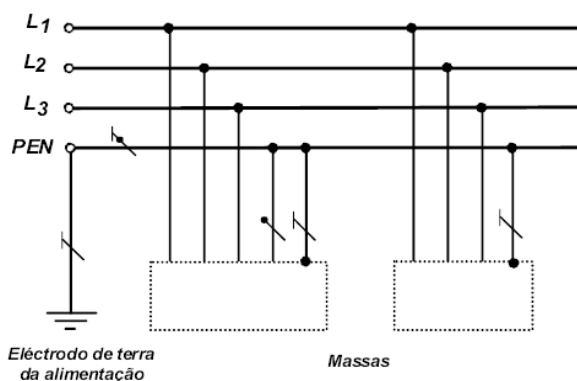


Figura 2.8 - Esquema TN-C em corrente alternada [1]

Na Figura 2.9, apresenta-se uma combinação dos dois esquemas: numa parte inicial do circuito, as funções de neutro e de proteção são combinadas num único condutor ligado à terra, desempenhando simultaneamente, as funções de condutor de proteção e condutor neutro (PEN). A jusante, ocorre separação do condutor PEN passando a existir dois condutores com funções referenciadas. Uma vez realizada a separação, não poderá mais ser realizada a fusão dos mesmos [1].

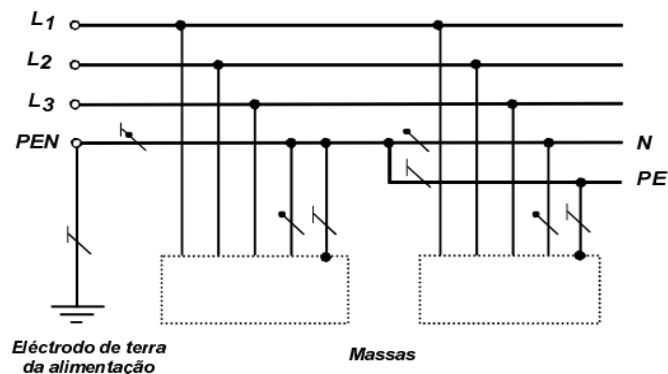


Figura 2.9 - Esquema TN-C-S em corrente alternada [1]

No esquema TT, existe um ponto da alimentação ligado diretamente à terra (terra de serviço), estando as massas da instalação elétrica ligadas a eléctrodos de terra (de proteção) eletricamente distintos da terra de serviço, conforme observamos na Figura 2.10. O neutro pode, ou não, ser distribuído.

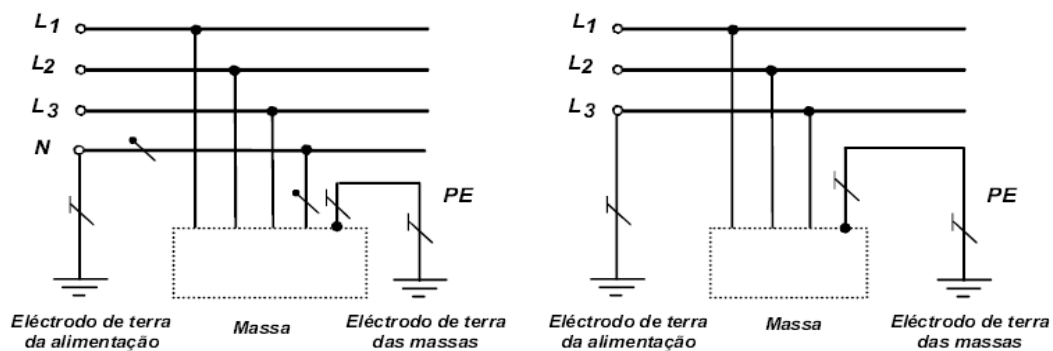


Figura 2.10 - Esquema TT em corrente alternada [1]

No esquema IT as partes ativas poderão estar todas isoladas da terra, no início da instalação ou em alternativa, efetuar a ligação de um ponto destas partes ativas à terra, por meio de uma impedância de valor elevado. Por norma, as massas da instalação elétrica são ligadas à terra, como se pode observar na Figura 2.11. O neutro pode ser ou não distribuído e no esquema à esquerda a impedância (*) pode ser isolada da terra [1].

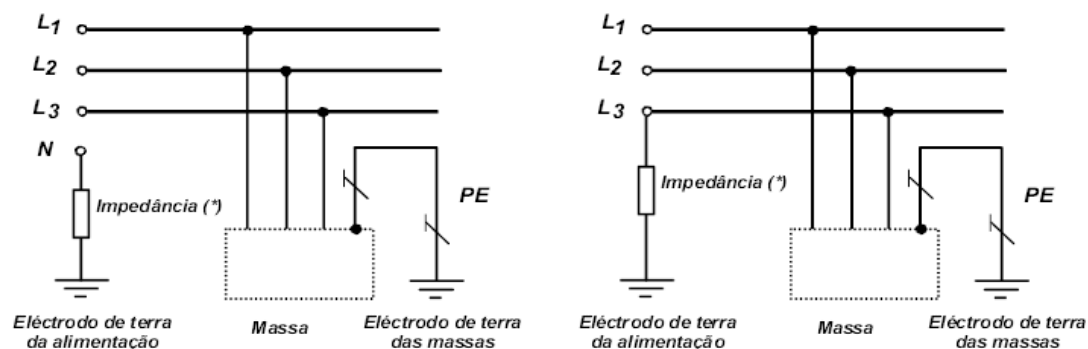


Figura 2.11 - Esquema IT em corrente alternada [1]

2.4.1. ESQUEMA TT

O esquema TT é o mais utilizado, em redes de utilização de energia elétrica. Neste esquema todos os equipamentos elétricos protegidos por um mesmo dispositivo de proteção (interruptor diferencial ou disjuntor diferencial) devem ter as suas massas interligadas, por meio de condutores de proteção e ligadas ao mesmo eletrodo de terra. Na seleção do aparelho de proteção diferencial a utilizar devemos assegurar o cumprimento da condição (2.2), onde R_A é a soma das resistências do eletrodo de terra e dos condutores de proteção das massas e I_a é a corrente que garante o funcionamento automático do dispositivo de proteção.

$$R_A \times I_a \leq 50 \quad (2.2)$$

No esquema TT, o corte da alimentação ocorre logo ao primeiro defeito de isolamento, sendo simples descobrir o defeito. A proteção das pessoas neste esquema implica a ligação de todas as massas dos equipamentos, ao condutor de proteção associadas à aplicação de um ou vários dispositivos diferenciais [1].

2.4.2. ESQUEMA TN

O esquema de ligação à terra TN é utilizado essencialmente em instalações industriais ou redes elétricas de distribuição. No esquema TN-S a distribuição do condutor de neutro é separada do condutor de proteção, permitindo que neste caso, a proteção contra contactos indiretos seja assegurada quer pelos dispositivos de proteção contra sobreintensidades quer pelos dispositivos de proteção diferencial.

No esquema TN-C o condutor neutro tem também a função de condutor de proteção, pelo que não é permitido cortar/interrompê-lo. Este sistema representa uma economia na instalação, por dispensar um condutor, mas comporta riscos, na medida em

que a proteção contra os contactos indirectos é assegurada pelos dispositivos de proteção contra sobreintensidades (disjuntores ou fusíveis) e, como tal, os tempos de atuação apresentam uma maior variabilidade, o que coloca dificuldades acrescidas para garantir uma proteção adequada das pessoas.

O esquema TN-C-S é um sistema misto, sendo que numa parte da instalação utiliza-se o sistema de ligação TN-C e numa segunda zona o sistema passa a TN-S, por separação dos condutores de neutro e de proteção. No caso de TN-C-S, a ligação entre o condutor de proteção e o neutro tem de ser feita antes do dispositivo de proteção diferencial, dado que o condutor de proteção não deve ser ligado a dispositivos diferenciais [16]. Uma vez realizada a separação entre o condutor neutro e o condutor de proteção, não é permitido ligá-los novamente, a jusante desse ponto, devendo existir, no local de separação, terminais ou barras separadas para o condutor neutro e para o condutor de proteção. O condutor PEN deve ser ligado ao terminal ou à barra destinada ao condutor de proteção.

Nas instalações fixas, pode utilizar-se um condutor com as funções de proteção e de condutor neutro (PEN), desde que o condutor tenha uma secção não inferior a 10 mm² se de cobre, ou a 16 mm² se de alumínio. O condutor PEN deve ser isolado para a tensão mais elevada suscetível de lhe ser aplicada, por forma a evitar correntes de fuga.

As características dos dispositivos de proteção e as impedâncias dos circuitos devem ser tais que se ocorrer, em algum ponto, um defeito de impedância desprezável entre um condutor de fase e o condutor de proteção ou uma massa, o corte automático deve ser efetuado num tempo não inferior ao valor especificado, para que a condição seguinte seja verificada [1].

$$Z_s \times I_a \leq U_o \quad (2.3)$$

De acordo com a equação anterior Z_s é a impedância da malha de defeito, I_a é a corrente que garante o funcionamento do dispositivo de corte automático no tempo indicado na Tabela 2.5, num tempo não superior a 5 s, (quando se utilizarem dispositivos diferenciais, I_a é a corrente diferencial-residual estipulada $I_{\Delta n}$) e U_o é a tensão nominal entre fase e terra (valor eficaz em corrente alternada).

Tabela 2.5 - Tempos de corte máximos no esquema TN [1]

Tensão Nominal U_o (V)	Tempos de Corte t (s)
120	0.8
230	0.4
277	0.4
400	0.2
> 400	0.1

Os tempos de corte máximo indicados na Tabela 2.5, são para os circuitos terminais que alimentem aparelhos móveis ou portáteis da classe I, diretamente ou por meio de tomadas. Deve existir um dispositivo de proteção que separe automaticamente da alimentação, o circuito ou o equipamento quando ocorrer um defeito entre uma parte ativa e uma massa. Para os circuitos terminais que alimentem apenas aparelhos fixos, são admissíveis tempos de corte superiores aos indicados na Tabela 2.5, mas não superiores a 5 s [1].

Esta medida de proteção contra os contactos indirectos destina-se a impedir que durante um determinado tempo, as partes condutoras simultaneamente acessíveis, criem riscos de efeito fisiopatológico para as pessoas. As tensões de contacto presumidas não devem ser superiores às tensões limites convencionais (U_L) de 50 V em corrente alternada (valor eficaz) e 120 V em corrente contínua.

A impedância do condutor de proteção ($Z_{PE} \cong R_{PE}$) entre o quadro de distribuição e o ponto de ligação do condutor de proteção à ligação equipotencial principal deve verificar a condição:

$$R_{PE} \leq \frac{50}{U_o} Z_s \quad (2.4)$$

Em casos excepcionais, onde possa ocorrer um defeito entre um condutor de fase e a terra, para que o condutor de proteção e as massas que a ele estão ligadas não possam atingir, relativamente à terra, uma tensão superior à tensão convencional (U_L) de 50 V, deve ser verificada a condição seguinte:

$$\frac{R_B}{R_E} \leq \frac{50}{U_o - 50} \quad (2.5)$$

De acordo com a equação, R_B é a resistência global de todos os elétrodos de terra em paralelo (incluindo o da rede de alimentação); R_E é a resistência mínima de contacto com a terra dos elementos condutores não ligados ao condutor de proteção, através dos quais se pode produzir um defeito entre uma fase e a terra e U_o é a tensão nominal em relação à terra (valor eficaz em corrente alternada).

Quando for utilizado um dispositivo diferencial para fazer o corte automático de um circuito fora da zona de influência da ligação equipotencial principal, as massas não devem ser ligadas aos condutores de proteção do esquema TN, mas sim a um eletrodo de terra que tenha uma resistência apropriada à corrente de funcionamento do dispositivo diferencial. O circuito assim protegido deve, então, ser considerado como sendo um esquema TT [1].

2.4.3. ESQUEMA IT

O esquema IT é o mais indicado quando se pretende evitar o corte da instalação ao primeiro defeito. Este sistema garante uma maior continuidade de serviço, sendo utilizado em hospitais, aeroportos, minas, instalações com risco de incêndio ou explosão, entre outras [16].

No esquema IT, as partes ativas devem ser isoladas da terra ou ligadas a esta através de uma impedância de valor suficientemente elevado (1000Ω). Esta ligação deve ser feita no ponto do neutro da instalação, que pode ser ligado diretamente à terra se a impedância homopolar correspondente tiver um valor adequado. Quando não existir um ponto neutro, pode ser ligada a uma fase através de uma impedância. As massas devem ser ligadas à terra, individualmente, por grupos, devendo verificar-se a condição, onde R_A é a soma das resistências do eletrodo de terra e dos condutores de proteção das massas e I_d é a corrente de defeito no caso de um primeiro defeito franco entre um condutor de fase e uma massa (no valor de I_d , há que ter em conta as correntes de fuga e a impedância global de ligação à terra da instalação elétrica).

$$R_A \times I_d \leq 50 \quad (2.6)$$

Desde que esta condição seja verificada, o corte não é obrigatório quando ocorrer um único defeito (à massa ou à terra), dado que a corrente de defeito resultante é de valor reduzido. No caso de ocorrer um segundo defeito, devem ser tomadas as medidas

adequadas por forma a evitar riscos de efeitos fisiopatológicos perigosos para as pessoas que possam estar em contacto com partes condutoras simultaneamente acessíveis.

Deve ser previsto um controlador permanente de isolamento (CPI) para sinalizar o aparecimento de um primeiro defeito entre uma parte ativa e a massa ou a terra, que acione um sinal sonoro ou visual. Quando ocorrer um segundo defeito e o primeiro defeito ainda não tiver sido eliminado, a alimentação deve ser interrompida conforme o modo de ligação das massas à terra: Quando as massas estiverem ligadas à terra, individualmente ou por grupos, o esquema da instalação (IT) transforma-se num esquema TT, sendo-lhe aplicáveis as regras do esquema TT, excetuando-se que o ponto neutro ou, se este não existir, uma fase de cada transformador ou de cada gerador deve ser ligado à terra. Quando as massas estiverem interligadas, o esquema da instalação (IT) transforma-se num esquema TN.

Nas instalações com o neutro não distribuído deve verificar-se a condição (2.7), enquanto nas instalações com o neutro distribuído deve verificar a condição (2.8).

$$Z_S \leq \frac{\sqrt{3} \times U_o}{2 \times I_a} \quad (2.7)$$

$$Z_S' \leq \frac{U_o}{2 \times I_a} \quad (2.8)$$

Nas condições (2.7) e (2.8), Z_S é a impedância da malha de defeito, constituída pelo condutor de fase e pelo condutor de proteção do circuito; Z_S' é a impedância da malha de defeito, constituída pelo condutor neutro e pelo condutor de proteção do circuito; I_a é a corrente que garante o funcionamento do dispositivo de proteção no tempo indicado na Tabela 2.6 com um máximo de 5 s quando este tempo for admissível; U_o é a tensão entre fase e neutro (valor eficaz em corrente alternada) e U é a tensão entre fases (valor eficaz em corrente alternada) [1].

Tabela 2.6 - Tempos máximos de corte no esquema IT (segundo defeito) [1]

Tensão Nominal U_o/U (V)	Tensão de Corte t (s)	
	Neutro não distribuído	Neutro distribuído
120/240	0.8	5
230/400	0.4	0.8
400/690	0.2	0.4
580/1000	0.1	0.2

Se as condições referidas, não puderem ser verificadas com dispositivos de proteção contra sobreintensidades, deve ser feita uma ligação equipotencial suplementar. Em alternativa, a proteção pode ser garantida por meio de dispositivos diferenciais.

No esquema IT, podem ser utilizados dispositivos de vigilância e de proteção, tais como CPI, dispositivos de proteção contra as sobreintensidades e dispositivos diferenciais [1].

3. ESTUDO DE CURTO-CIRCUITOS EM REDES ELÉTRICAS AC

3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A determinação das correntes de curto-circuito numa rede elétrica é um passo determinante para garantir a eficácia de qualquer proteção a ser instalada. Importa, pois, conhecer a evolução temporal da corrente, bem como as suas características fundamentais, nomeadamente as eventuais componentes unidirecionais, aperiódicas, e a componente alternada sinusoidal. Da corrente importa realçar o valor eficaz da componente alternada, e o valor máximo (pico) atingido, bem como as respetivas constantes de tempo. O valor máximo (i_p) é função da constante de tempo da componente contínua, da relação X/R da impedância de curto-circuito Z_k , do ponto da onda de tensão em que o curto-circuito é estabelecido, bem como da componente alternada simétrica da corrente de curto-circuito.

No cálculo de curto-circuitos recorre-se, frequentemente, ao Teorema de Thévenin para determinação da corrente de curto-circuito esperada num determinado ponto de uma rede ou circuito elétrico. Em conformidade com o método referido, é determinada uma impedância equivalente a montante desse nó da rede, supondo todas as fontes substituídas pelas respetivas resistências internas, bem como a tensão pré-defeito nesse mesmo ponto da rede. Por norma, considera-se a rede à tensão nominal, antes de ocorrer o defeito. A Figura 3.1 mostra um esquema equivalente de Thévenin.

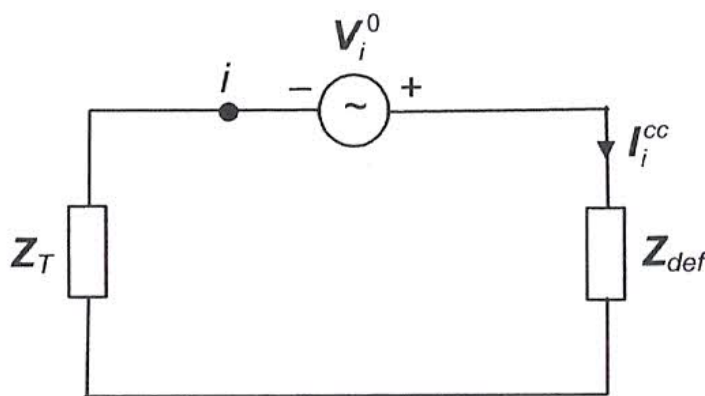


Figura 3.1 - Esquema equivalente de Thévenin [17]

A corrente de curto-circuito I_i^{cc} presumida, para uma impedância de defeito Z_{def} , obtém-se a partir da expressão genérica seguinte:

$$I_i^{cc} = \frac{V_i^0}{(Z_{def} + Z_T)} \quad (3.1)$$

Sendo nula a impedância de defeito, Z_{def} , diz-se que o curto-circuito é franco (ou sólido) e a corrente resume-se à expressão seguinte:

$$I_i^{cc} = \frac{V_i^0}{(Z_T)} \quad (3.2)$$

Em redes trifásicas, é usual caraterizar uma rede pela sua potência de curto-circuito (S^{cc}), num determinado nó i , ou seja, a potência correspondente à corrente de curto-circuito esperada, supondo o circuito à tensão nominal. Assim, e designando a rede pela sua tensão composta, a potência de curto-circuito é dada por:

$$S_i^{cc} = \sqrt{3}U_c I_i^{cc} = \frac{U_c^2}{Z_T} \quad (3.3)$$

A rede a montante de um barramento pode ser substituída pela sua impedância de Thévenin, obtida a partir da expressão anterior, a qual poderá ser separada nas suas componentes resistiva e indutiva, a partir do conhecimento de valores típicos do quociente X/R , dependentes do tipo de rede (aérea/subterrânea), dos níveis de tensão BT/MT/AT e da secção dos condutores eléctricos utilizados. Nas secções mais baixas, em BT, a componente resistiva é preponderante enquanto nos níveis de tensão mais elevados, a reactância torna-se dominante.

3.2. METODOLOGIA DE CÁLCULO PRECONIZADA PELA IEC

O método de cálculo baseia-se na introdução de uma fonte de tensão equivalente na localização de um curto-circuito. A fonte de tensão equivalente é a única fonte ativa do sistema e todas as alimentações da rede, máquinas síncronas e assíncronas são substituídas por impedâncias internas.

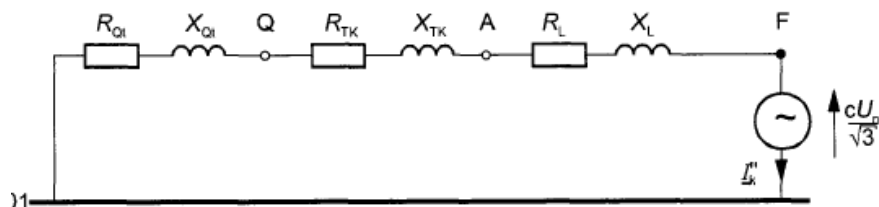


Figura 3.2 - Diagrama do circuito equivalente do sistema direto [18]

A Figura 3.2 apresenta um exemplo de rede equivalente no ponto onde ocorre um curto-circuito (F) com uma fonte de tensão ativa no sistema, alimentado por um transformador sem ou com comutador de tomadas em carga. Todas as outras tensões ativas no sistema são assumidas como zero [18].

Para diferentes níveis de tensão, dadas as variações admissíveis no valor das tensões, aplica-se às tensões nominais um coeficiente multiplicativo (fator de correção de c , de acordo com a Tabela 3.1, conforme se pretendam calcular valores máximos ou mínimos da corrente de curto-circuito.

Tabela 3.1 - Fator de tensão c [18]

Tensão Nominal U_o	Fator de Tensão c	
	Correntes máximas de curto-circuito $c_{max}^{(1)}$	Correntes mínimas de curto-circuito c_{min}
Baixa Tensão 100 V a 1000 V	1.05 ⁽³⁾ 1.10 ⁽⁴⁾	0.95
Média Tensão > 1 kV a 35 kV	1.10	1.00
Alta Tensão ⁽²⁾ > 35 kV		

(1) $c_{max} \times U_n$ não deve exceder a tensão mais elevada U_m para equipamentos de sistemas de energia.

(2) Se não houver tensão nominal definida $c_{max} \times U_n = c_{min} \times U_n = 0.90 \times U_m$, então deve ser aplicada.

(3) Para os sistemas de baixa tensão com uma tolerância de +6 %, por exemplo sistemas renomeados para 380 V a 400 V.

(4) Para os sistemas de baixa tensão com uma tolerância de +10 %.

3.2.1. ALIMENTAÇÃO A PARTIR DE UM RAMAL DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com a Figura 3.3, verificamos que um curto-circuito trifásico numa rede alimentado a partir de uma rede da qual apenas é conhecida a corrente inicial de curto-circuito simétrica, no ponto de conexão Q (I''_{kQ}), implica que a impedância equivalente da rede, Z_Q , seja determinada pela seguinte expressão:

$$Z_Q = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} \quad (3.4)$$

Se R_Q/X_Q forem conhecidos, então X_Q pode ser calculado da seguinte forma:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}} \quad (3.5)$$

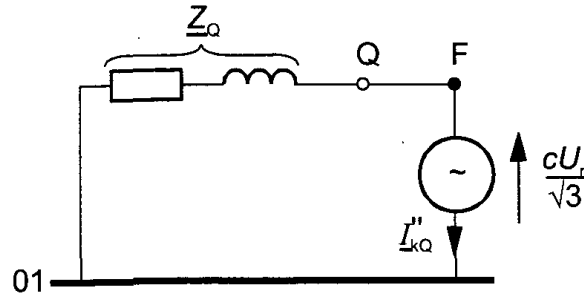


Figura 3.3 - Diagrama do circuito equivalente sem transformador [18]

De acordo com a Figura 3.4, se a rede for alimentada por um transformador de MT ou AT, apenas se considera a corrente de curto-circuito simétrica inicial I''_{kQ} no ponto de conexão Q da alimentação e a impedância de curto-circuito equivalente do sistema direto Z_{Qt} , referida ao lado da BT do transformador, que pode ser determinada pela seguinte expressão (3.6), onde U_{nQ} é a tensão nominal do sistema no ponto de conexão Q da alimentação, I''_{kQ} é a corrente de curto-circuito inicial simétrica no ponto de conexão Q da alimentação, c é o fator de tensão para a tensão U_{nQ} e t_r é a relação dos transformadores, na qual o comutador de derivação em carga está na posição principal.

$$Z_{Qt} = \frac{c U_{nQ}}{\sqrt{3} I''_{kQ}} \times \frac{1}{t_r^2} \quad (3.6)$$

O cálculo da impedância do transformador é feito com base na sua potência e na tensão de curto-circuito (em %), aplicadas na seguinte expressão (3.7), onde X_t é a reactância do transformador, U_{cc} é a tensão de curto-circuito (em %) e S_t é a potência aparente do transformador [19].

$$X_t = \frac{U_{nQ} \times U_{cc}}{S_t} \quad (3.7)$$

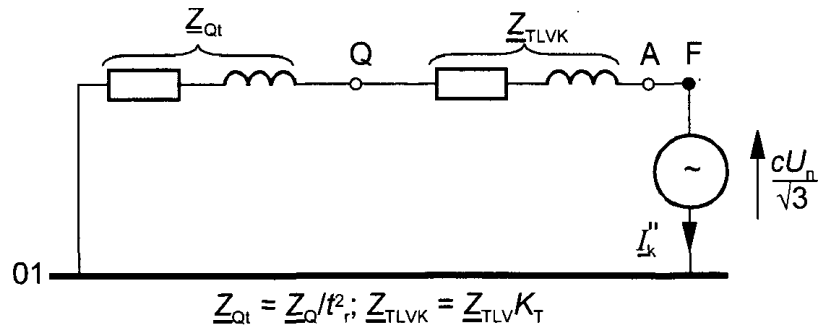


Figura 3.4 - Diagrama do circuito equivalente com transformador [18]

A impedância do cabo resulta da soma da sua resistência e reactância, que pode ser obtidas a partir de tabelas fornecidas pelos fabricantes ou utilizando as expressões (3.8) a (3.10) onde, R_c é a resistência do condutor a 20°, n o número de condutores por fase, ρ a resistividade, l o comprimento do condutor, s a secção do condutor, f a frequência e L a indutância do condutor [19].

$$R_c = \left(\frac{1}{n}\right) \times \left(\frac{\rho \times l}{s}\right) \quad (3.8)$$

$$X_c = (2\pi \times f \times L) \times l \quad (3.9)$$

$$Z_c = R_c + jX_c \quad (3.10)$$

3.3. CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITOS USANDO COMPONENTES SIMÉTRICAS

Num sistema trifásico, os curto-circuitos podem envolver um ou vários condutores ativos, massas ou condutores de proteção. Os curto-circuitos simétricos traduzem-se na ocorrência de um contacto entre as três fases de um sistema, num mesmo ponto. As impedâncias de defeito poderão ser nulas (defeito franco), ou de valor reduzido e iguais entre si (defeito impedante). São particularmente relevantes, em redes de BT, os curto-circuitos trifásicos (mais raros, mas originando as maiores correntes) e os curto-circuitos monofásicos, sejam fase-neutro ou fase-terra, mais frequentes e originando correntes de menor amplitude, eventualmente insuficientes para uma atuação correta das proteções.

A componente fundamental da corrente de curto-circuito simétrica decresce, com o tempo, até atingir um valor estacionário. São os três períodos relativos à variação no tempo da componente fundamental da corrente de curto-circuito normalmente: período subtransitório, que define o período inicial durante o qual a corrente de curto-circuito diminui rapidamente de valor, com durações de um a dez ciclos; o período transitório,

corresponde a uma diminuição mais lenta da corrente de curto-circuito, até ser atingido o valor permanente desta corrente, com durações compreendidas entre 50 e 100 períodos; o período permanente define o período em que a corrente de curto-circuito apresenta o seu valor estacionário. Obviamente, este período poderá nunca ser atingido pois o tempo de atuação das proteções (soma dos tempos de atuação das proteções e de corte) é, por norma, bastante inferior à soma dos dois primeiros períodos [19].

3.3.1. APLICAÇÃO DAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

No estudo de curto-circuitos assimétricos em redes trifásicas, uma análise simplificada “por fase” não é possível de realizar da mesma forma e uma análise trifásica completa é bastante complexa. No entanto, a decomposição de um sistema trifásico assimétrico em três sistemas simétricos, sendo um de sequência positiva (direta), um de sequência negativa (inversa) e outro de sequência zero (homopolar), torna o problema de análise mais simples, desde que os componentes das redes sejam convenientemente representados, para cada um dos sistemas.

Os sistemas direto, inverso e homopolar são simétricos e completamente desacoplados entre si, o que permite uma análise “por fase” para cada um dos sistemas assim construídos. Uma vez determinadas as tensões e correntes, expressas em componentes simétricas, é possível determinar as correntes e tensões em cada uma das fases.

Sendo I_a , I_b e I_c as correntes nas três fases de um sistema trifásico e α um operador matemático dado por (3.14), as correntes de fase são obtidas por aplicação de (3.11) a (3.13).

$$I_a = I_d + I_i + I_h \quad (3.11)$$

$$I_b = \alpha^2 I_d + \alpha I_i + I_h \quad (3.12)$$

$$I_c = \alpha I_d + \alpha^2 I_i + I_h \quad (3.13)$$

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}; \alpha^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad (3.14)$$

Para calcular as componentes simétricas a partir das correntes nas três fases [17], aplicam-se as relações (3.15) a (3.17).

$$I_d = \frac{I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c}{3} \quad (3.15)$$

$$I_i = \frac{I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c}{3} \quad (3.16)$$

$$I_h = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (3.17)$$

Assim, uma rede, vista do ponto de defeito, pode ser modelada por três esquemas separados – direto, inverso e homopolar – que se ligam de acordo com o tipo de defeito: fase-terra, fase-fase ou fase-fase-terra. A aplicação do Teorema de Thévenin permite o cálculo das correntes no ponto de defeito bem como nos ramos da rede. No estado pré-defeito, considera-se que o sistema é caracterizado pela simetria, pelo que as componentes inversas e homopolares da tensão são nulas.

3.3.1.1. CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA

Considera-se um gerador síncrono em vazio e admite-se que entre a fase *a* e a terra se dá um curto-circuito com impedância Z_{def} (que será nula no caso de um curto-circuito franco). Como se observa na Figura 3.5, a corrente de curto-circuito fecha-se através da impedância Z_n de ligação do neutro do gerador à terra.

As componentes simétricas da corrente de defeito calculam-se por aplicação da transformação das componentes simétricas. Atendendo que as fases *b* e *c* não são afetadas, sabemos que $I_b = I_c = 0$, obtendo $I_d = I_i = I_h = \frac{I_a}{3}$ verifica-se que as componentes simétricas da corrente num curto-circuito fase-terra são iguais.

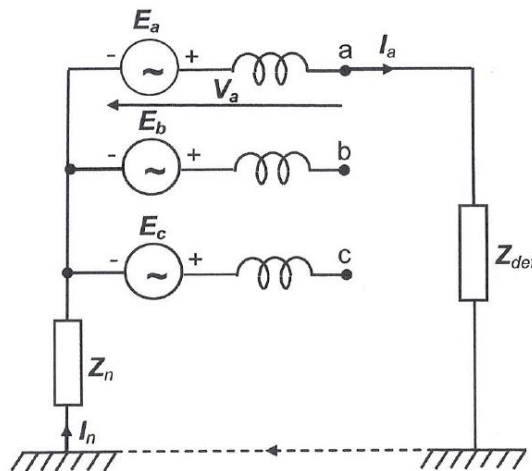


Figura 3.5 - Curto-circuito fase-terra aos terminais de um gerador [17]

A tensão fase-neutro na fase a é, dada por:

$$V_a = (Z_{def} + Z_n)I_a \quad (3.18)$$

$$V_a = V_d + V_i + V_h \quad (3.19)$$

$$V_d + V_i + V_h = (3Z_{def} + 3Z_n)I_d \quad (3.20)$$

Através da Figura 3.6, retira-se o valor das componentes simétricas da corrente:

$$I_d = I_i = I_h = \frac{E_a}{Z_d + Z_i + Z_h + 3(Z_{def} + Z_n)} \quad (3.21)$$

Para um defeito franco ($Z_{def} = 0$), a corrente de curto-circuito fase-terra é igual à soma das três componentes simétricas e é dada por (3.22) correspondendo ao quociente da força eletromotriz, *f.e.m.*, do gerador pela soma da média das impedâncias simétricas com a impedância de neutro.

$$I^{cc} = \frac{E_a}{\frac{Z_d + Z_i + Z_h}{3} + Z_n} \quad (3.22)$$

Note-se que a média referida pode ser inferior à impedância direta, pelo que, se o neutro do gerador estiver diretamente ligado à terra ($Z_n = 0$), a amplitude da corrente de curto-circuito fase-terra pode ser superior à de curto-circuito trifásico. Esta é a razão de ser da instalação da impedância de neutro, que em regime simétrico não afeta a operação normal do sistema, visto que a corrente de neutro é nula.

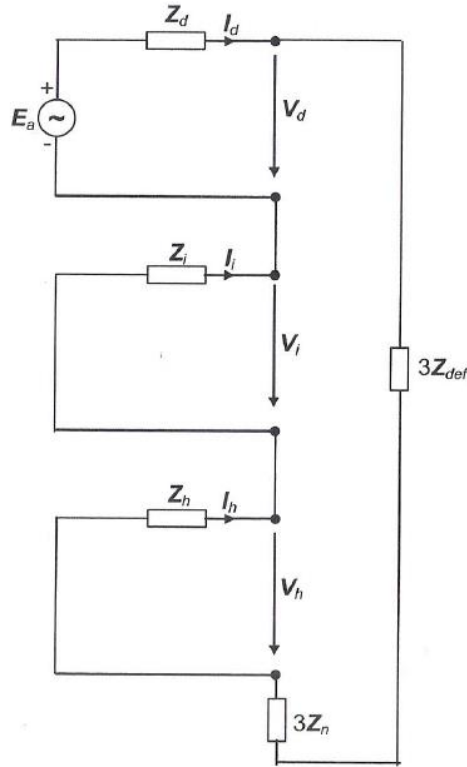


Figura 3.6 - Esquema de ligações para o curto-circuito fase-terra [17]

As tensões após o defeito são dadas por:

$$V_d = E_a - Z_d I_d = E_a \frac{Z_i + Z_h + 3Z_n}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \quad (3.23)$$

$$V_i = -Z_i I_i = -E_a \frac{Z_i}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \quad (3.24)$$

$$V_h = -Z_h I_h = -E_a \frac{Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_n} \quad (3.25)$$

3.3.1.2. CURTO-CIRCUITO FASE-FASE

A Figura 3.7, representa um gerador com um curto-circuito aplicado entre as fases *b* e *c* com uma impedância Z_{def} .

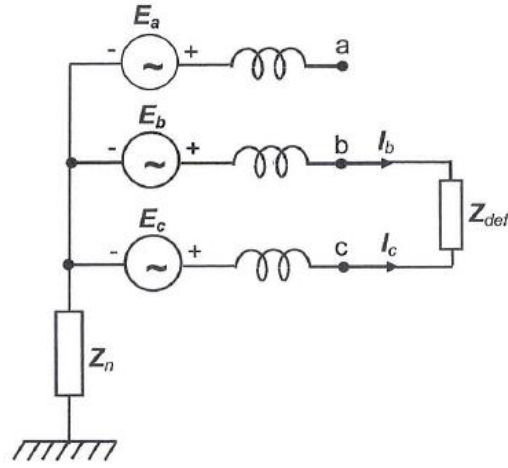


Figura 3.7 - Curto-circuito fase-fase [17]

As condições no ponto de assimetria exprimem-se pelas seguintes equações:

$$I_a = 0 \quad (3.26)$$

$$I_b = -I_c \quad (3.27)$$

$$V_b = V_c + Z_{def} I_b \quad (3.28)$$

As componentes simétricas da corrente resultam na seguinte expressão:

$$V_d - V_i - Z_{def} I_d = 0 \quad (3.29)$$

De acordo com a Figura 3.7, retira-se o valor das componentes simétricas da corrente de defeito:

$$I_d = -I_i = \frac{E_a}{Z_d + Z_i + Z_{def}} \quad (3.30)$$

A corrente de curto-circuito franco na fase b é dada por:

$$I_b^{cc} = \frac{\sqrt{3}E_a}{Z_d + Z_i} \quad (3.31)$$

É de notar que esta corrente só será superior à corrente de curto-circuito trifásico, se $Z_i < (\sqrt{3} - 1) Z_d < 0.732 Z_d$. A impedância do neutro não influencia o valor da corrente de curto-circuito, uma vez que a componente homopolar é nula [17].

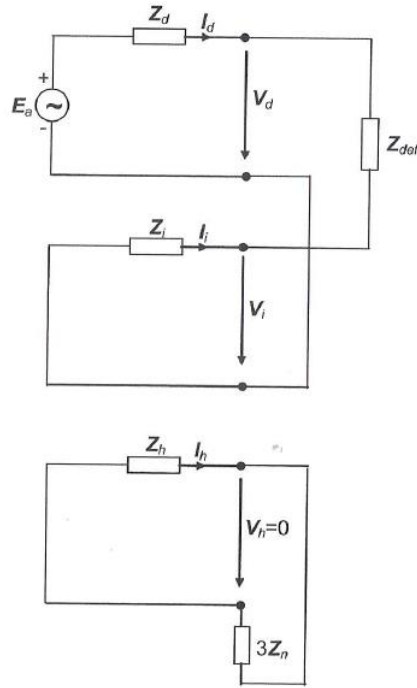


Figura 3.8 - Esquema de ligação para o curto-circuito fase-fase [17]

As componentes simétricas das tensões obtidas na Figura 3.8 são dadas por:

$$V_d = E_a - Z_d I_d = E_a - Z_d \frac{E_a}{Z_d + Z_i} = E_a \frac{Z_i}{Z_d + Z_i} \quad (3.32)$$

$$V_i = -Z_i I_i = Z_i I_d = E_a \frac{Z_i}{Z_d + Z_i} \quad (3.33)$$

$$V_h = 0 \quad (3.34)$$

3.3.1.3. CURTO-CIRCUITO FASE-FASE-TERRA

Representa-se um curto-circuito franco entre as fases b , c e a terra de um gerador, cujo neutro está ligado à terra através de uma impedância Z_n . Através da Figura 3.9 são dadas as seguintes expressões:

$$I_a = 0 \quad (3.35)$$

$$V_b = V_c = Z_n I_n \quad (3.36)$$

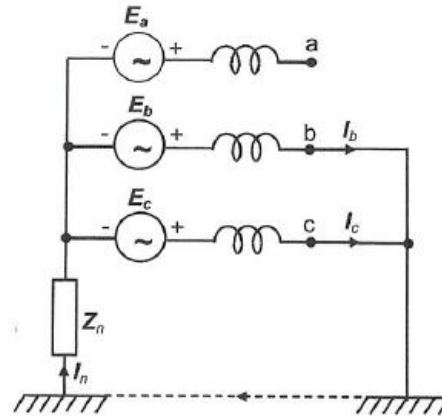


Figura 3.9 - Curto-circuito fase-fase-terra [17]

As componentes simétricas da corrente resultam nas seguintes expressões, de acordo com a Figura 3.10:

$$I_d + I_i + I_h = 0 \quad (3.37)$$

$$V_d = V_i = V_h - 3Z_n I_h \quad (3.38)$$

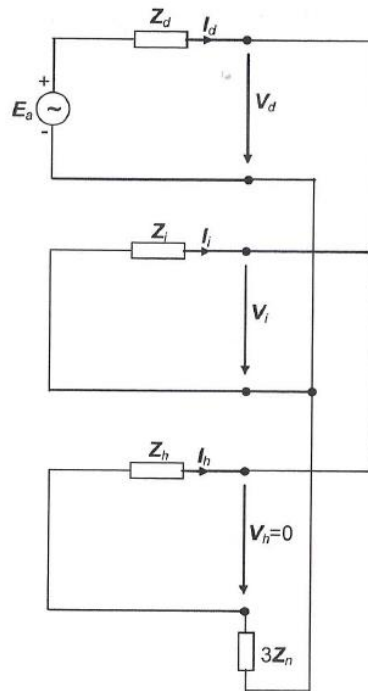


Figura 3.10 - Esquema de ligação para o curto-circuito fase-fase-terra [17]

As componentes simétricas da corrente são dadas por:

$$I_i = -E_a \frac{Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.39)$$

$$I_d = \frac{E_a}{Z_d + \frac{Z_i Z_h}{Z_i + Z_h}} = E_a \frac{Z_i + Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.40)$$

$$I_h = -E_a \frac{Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.41)$$

3.4. CÁLCULOS APROXIMADOS UTILIZADOS EM CIRCUITOS DE UTILIZAÇÃO

No cálculo das correntes de curto-circuito em circuitos de utilização em BT, há algumas simplificações possíveis, que conduzem a cálculos aproximados das correntes envolvidas, suficientes para muitas das aplicações onde as correntes de curto-circuito são relevantes.

No âmbito das RTIEBT não é referida qualquer fórmula de cálculo das correntes de curto-circuito mínimas. No entanto, no RSIUEE que as antecedeu, bem como no RSRDEEBT em vigor, era indicada, para a determinação da corrente de curto-circuito mínima necessária à verificação das condições de proteção contra curto-circuitos, uma expressão similar à seguinte:

$$I_{ccmin} = \frac{0.95 \times U}{1.5 \times (R_F^{20^\circ C} \times l_F + R_N^{20^\circ C} \times l_N)} \quad (3.42)$$

Esta expressão aplica-se em redes onde a componente resistiva da impedância equivalente, vista do ponto de defeito, é preponderante em relação à reactância, e assenta no facto de as redes serem exploradas para que a tensão mínima no local de defeito, previamente ao seu aparecimento, não sejam inferiores aos valores regulamentares previstos, ou seja, no limite de 5-8 % abaixo da tensão nominal.

Dado que os valores da resistência dos condutores estão normalmente disponíveis (tabelados) à temperatura de 20° C e que a temperatura média no final de um curto-circuito será bastante mais elevada (145° C), a resistência sofre um agravamento de cerca de 50 %, razão pela qual aparece o coeficiente 1.5 no denominador da expressão. Em termos comparativos, para condutores normalmente utilizados nos circuitos de baixa potência, a resistência predomina na impedância dos cabos, pelo que a impedância equivalente do circuito poderá ser aproximada, sem grande erro, pela adição das resistências de fases e neutros dos circuitos que integram a malha de defeito criada.

3.5. CASOS ESPECIAIS – INSTALAÇÕES DOTADAS DE UM GRUPO GERADOR DE SOCORRO

Em instalações onde há um conjunto (ou a totalidade) de cargas cujo fornecimento de energia não pode ser interrompido, seja por razões de segurança, seja por razões económicas, é comum existir, para além da alimentação normal (a partir de uma rede pública BT ou MT), um grupo gerador de socorro capaz de alimentar, pelo menos, as cargas consideradas prioritárias. Em muitos casos, estes grupos são constituídos pela combinação de um motor de combustão e de um gerador síncrono.

As cargas prioritárias são normalmente agrupadas num barramento separado das cargas não prioritárias, tal como representado na Figura 3.11. Em condições normais de operação, ambos os barramentos são alimentados a partir da rede principal; na falta desta, as cargas não prioritárias são desligadas ficando as cargas prioritárias a ser alimentadas pelo grupo gerador de socorro. Esta separação/comutação pode ser realizada de forma manual ou automática, conforme seja, ou não, admissível uma pequena interrupção no fornecimento de energia elétrica.

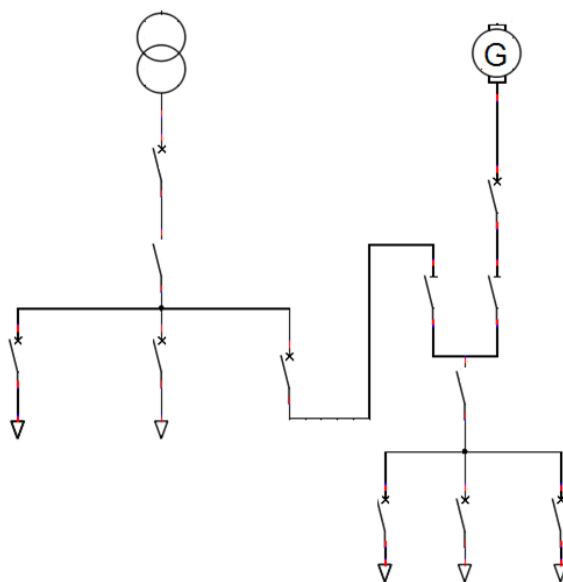


Figura 3.11 - Esquema do grupo gerador conectado em paralelo com a rede elétrica

A comutação ocorre no quadro de transferência de cargas, que funciona em regime de emergência, atuando automaticamente e estabelecendo a comutação entre a rede elétrica e o grupo gerador, se a fonte principal falhar. O quadro de transferência de cargas

é um dos elementos mais importantes da fonte secundária, pois este suporta um controlo de segurança elevado e garante o fornecimento de energia através do grupo gerador [20].

O grupo gerador de socorro pode suportar pequenas sobrecargas desde que a duração não seja excessiva. As correntes de curto-circuito nos grupos geradores são muito menores do que na rede elétrica, devido à sua alta impedância interna e à ligação do fluxo magnético. No caso de um curto-circuito, a resposta do grupo gerador, à semelhança de uma rede, apresenta três fases sucessivas: subtransitória, transitória e permanente

Na Figura 3.12 visualiza-se a evolução temporal das correntes de curto-circuito simétrico e assimétrico, conduzindo a uma corrente de defeito, em regime permanente, da ordem dos 3600 A atingida em pouco mais de 0.5 s.

A corrente máxima inicial é algo superior a esta, mas a duração é limitada aos primeiros 10-20 ms (período subtransitário), ocorrendo um período (transitário) de corrente mais reduzida, seguida de crescimento. Este segundo período corresponde a cerca de 400 ms.

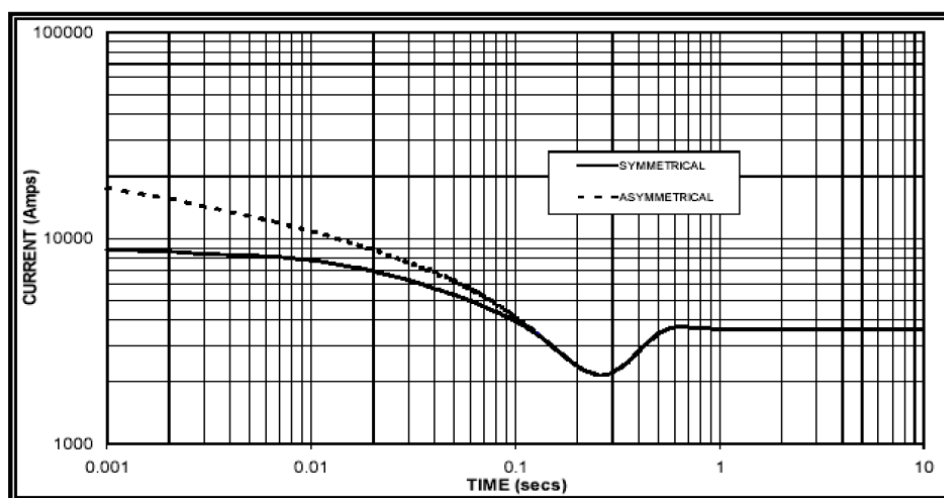


Figura 3.12 - Evolução temporal no valor eficaz da corrente em curto-circuito [21]

Do exposto, resulta que a eficácia dos dispositivos de proteção, tais como fusíveis ou disjuntores, pode ser condicionada pelas menores correntes de curto-circuito. No entanto, o dimensionamento das proteções é regularmente realizado com os pressupostos, normalmente associados à alimentação pela rede pública, pelo que a proteção dos circuitos contra defeitos influenciados pelas fontes poderá não estar convenientemente assegurada.

4. MODELIZAÇÃO DE COMPONENTES PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DE UMA REDE ELÉTRICA DOTADA DE GRUPO GERADOR DE SOCORRO

4.1. O PSCAD/EMTDC

O *PSCAD/EMTDC* é um *Software* de interface gráfica que possibilita a simulação no domínio dos tempos de circuitos governados por sistemas de equações diferenciais. Especialmente vocacionado para o estudo de regimes transitórios, que permite igualmente sequenciar variações de parâmetros das redes e/ou manobras da mesma, constituindo, por isso, uma ferramenta útil para o estudo de diferentes fenómenos. Este *Software* permite aos utilizadores construir de forma gráfica e eficiente circuitos esquemáticos, executar e analisar os resultados das simulações, num ambiente de simulação gráfica perfeitamente amigável.

O *PSCAD/EMTDC* é bastante usado para estudos de simulação de alimentação de sistema AC e DC, tornando-se num instrumento indispensável à análise de projetos de energia [22].

4.2. MODELIZAÇÃO DE UMA REDE MT/BT

Na Figura 4.1, observa-se uma rede trifásica com uma tensão de 15 kV, com uma potência de curto-circuito igual a 250 MVA, implementada no *PSCAD/EMTDC*. Considerou-se a utilização de um transformador Dy com tensões 15/0.4 kV e reactância de curto-circuito igual a 4 %, para uma potência nominal de 630 kVA. O bloco identificado por BRK representa um disjuntor trifásico cujo disparo é sincronizado para as três fases mediante um sinal lógico 0 (ON/fechado) ou 1 (OFF/aberto).

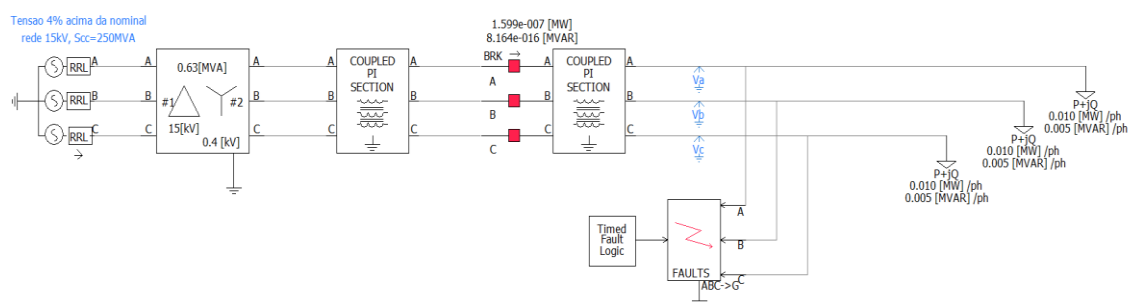


Figura 4.1 - Modelização da rede elétrica no *PSCAD/EMTDC*

As linhas/cabos de alimentação são implementadas em módulos Coupled PI Section, implementando equivalentes em PI de linhas ou cabos de energia. As cargas foram representadas por um modelo de potências (P, Q) constantes, para uma dada tensão nominal. Estão representadas em três cargas monofásicas de $10 + j 5$ kVA correspondendo a uma carga total de 33.5 kVA, representando uma corrente eficaz de 48.6 A.

O bloco Faults permite definir as características do defeito a ser simulado (número de fases afetadas e correspondente ligação), sendo a sua aplicação controlada por um sinal binário recebido externamente; a aplicação do sinal (1/True) corresponde à aplicação do defeito, com a duração especificada pelo utilizador.

4.3. CIRCUITO DE COMANDO DO DISJUNTOR

A definição do módulo de comando do disparo do disjuntor BRK foi alvo de alguma atenção, na medida em que se pretendeu obter uma característica de funcionamento o mais próximo possível da realidade. Dessa forma, procedeu-se a uma análise teórica (e matemática) da característica de disparo de um disjuntor termomagnético de curva C, representativo dos equipamentos mais comuns aplicados.

Recorrendo a uma aplicação para seleção de disjuntores *SIMARIS Curves 4.0.0* selecionou-se o modelo 5SY60107, representativo dos equipamentos desejados.

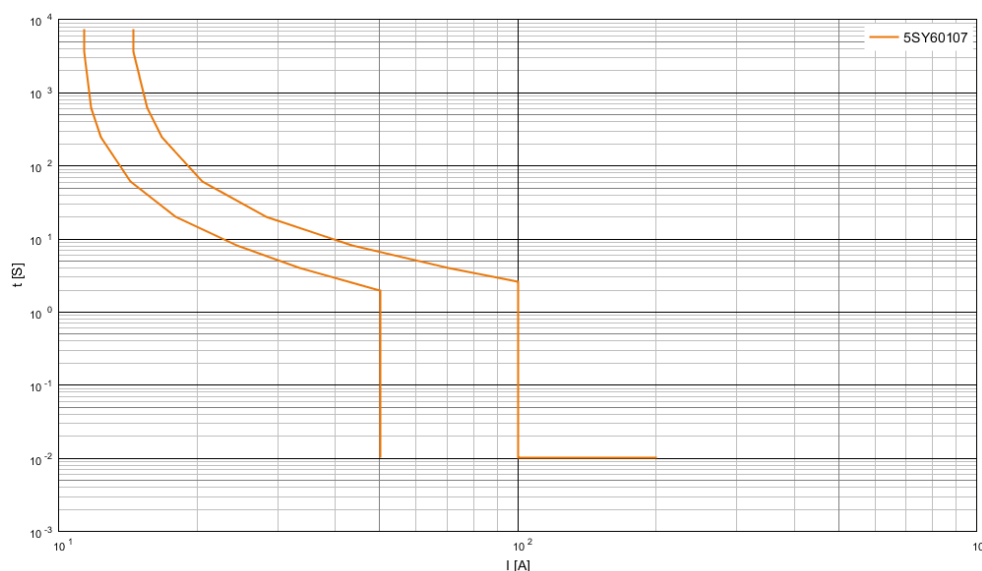


Figura 4.2 - Curva de disparo do disjuntor de curva C (*SIMARIS Curve 4.0.0*)

Na Figura 4.2, está representada a zona tempo/corrente característica de um disjuntor de curva C, com corrente nominal 10 A, no caso particular, tendo como limites as zonas de atuação a quente (curva inferior) e a frio (curva superior), bem como a zona de atuação térmica (tempo inverso) e magnética (tempo independente).

Na zona de curto-circuito não é necessário estabelecer uma função matemática, pois em termos gráficos, esta zona é possível observar através da comparação do valor atual da corrente com um valor de referência e a aplicação de um pequeno atraso, devido ao tempo de atuação do disjuntor. De acordo com o gráfico da curva superior, verificamos que valores superiores a 100 A representam a zona de disparo por curto-circuito.

Na zona de sobrecarga é necessário estabelecer uma função matemática que nos indique o comportamento do disjuntor. Sabemos que existe um atraso significativo entre a deteção de sobreintensidade da corrente e o disparo do disjuntor. A zona de sobrecarga apresenta uma curva com um comportamento de tempo inverso.

De acordo com o gráfico da curva superior, observa-se que os valores superiores a 10 A até aos 100 A representam a zona de disparo por sobrecarga.

Na Tabela 4.1, são apresentados alguns pares (I, t) retirados da curva de atuação a frio (curva superior), para valores de corrente na gama 5 a $10 \times I_n$.

Tabela 4.1 - Valores da curva superior relativamente aos pontos na zona de sobrecarga do disjuntor de 10A

$I(A)$	62,52	68,46	78,25	86,7	90,57	96,24	100
$t(s)$	4,73	4,15	3,51	3,09	2,94	2,73	2.52

Assumindo, como ponto de partida, que a atuação dos disjuntores, na zona de sobrecarga, se deve à quantidade de energia absorvida por um elemento térmico (lâmina bimetálica), e que para este concorrem a corrente (de forma quadrática), o tempo decorrido e os processos de arrefecimento, poder-se-á apontar como primeira hipótese que o disparo acontece quando, partindo de um ponto de referência, a quantidade de energia absorvida pelo elemento atinge um valor pré-definido.

Assim, colocou-se como hipótese que a quantidade de energia dissipada até ao disparo do disjuntor seria constante, e definiu-se uma expressão genérica para essa energia, sob a forma de integral, como expresso em (4.1).

$$\int_{t_0: I > I_n}^{t_p} k \times (I - I_n)^b dt = F(I) \quad (4.1)$$

Usando $b = 0.66$ e $k = 2.5$ determinou-se o valor da função $F(I)$ para cada ponto da tabela, aplicando no bloco desenvolvido no *PSCAD/EMTDC* uma corrente de valor constante e avaliando a função $F(I)$ para o correspondente instante de tempo, conforme os pares I, t apresentados na Tabela 4.1.

Da aplicação do procedimento referido, resultou um conjunto de valores de $F(I)$ demonstrativos de uma dependência de I aproximadamente linear, no intervalo observado, conforme na Tabela 4.2.

Aplicou-se uma repressão linear à função $F = m \times I + b$, determinaram-se as constantes $m = -0.978$ e $b = 222$, com um coeficiente de relação de 96 % que, de acordo com os objetivos genéricos traçados, se considerou suficiente. A comparação entre a relação linear encontrada e os valores obtidos na simulação realizada é visível na Figura 4.3.

Tabela 4.2 - Conjunto de valores de F dependentes de I no intervalo observado

$I(A)$	62.52	68.46	78.25	86.7	90.57	96.24	100
$t(s)$	4.73	4.15	3.51	3.09	2.94	2.73	2.52
F	161.1	152.09	150.6	135.47	133.15	129.32	122.78
$F = m \times I + b$	160.92	155.11	145.53	137.27	133.48	127.94	124.26

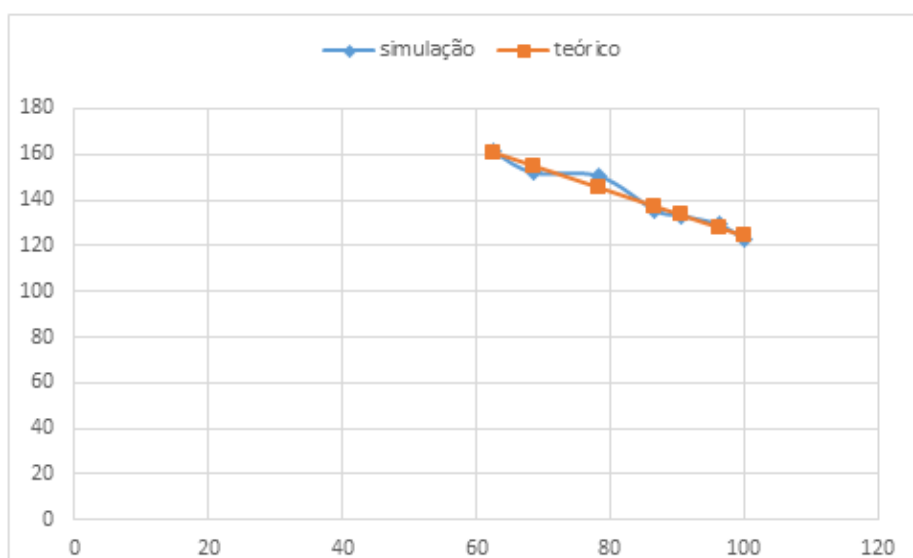


Figura 4.3 - Gráfico de comparação de valores da simulação com valores teóricos

Desta forma, o módulo de disparo de natureza térmica compara o valor do integral definido em (4.1) com a função F (definida no parágrafo anterior) e não com uma constante pré-definida.

4.4. MODELO IMPLEMENTADO

Pelo facto de o *PSCAD/EMTDC* não disponibilizar uma função de potenciação (do tipo A^b), prosseguiu-se com a implementação de uma função equivalente envolvendo as funções exponencial e logarítmica. Assim sendo, o disparo térmico foi implementado com base na expressão (4.2), usando $k = 2.5$ e $b = 0.66$:

$$k \times \int_{t_0: I > I_n}^{t_p} e^{b \times \ln(I - I_n)} dt \geq F(I) \quad (4.2)$$

A ordem de disparo ao disjuntor resulta na avaliação de uma condição do tipo térmico A ou térmico B ou térmico C, como vemos na Figura 4.4, com tempos de disparo regulados pela expressão (4.2), bem como pela condição de disparo magnético, representado na Figura 4.5, sujeito a uma temporização fixa de 20 ms.

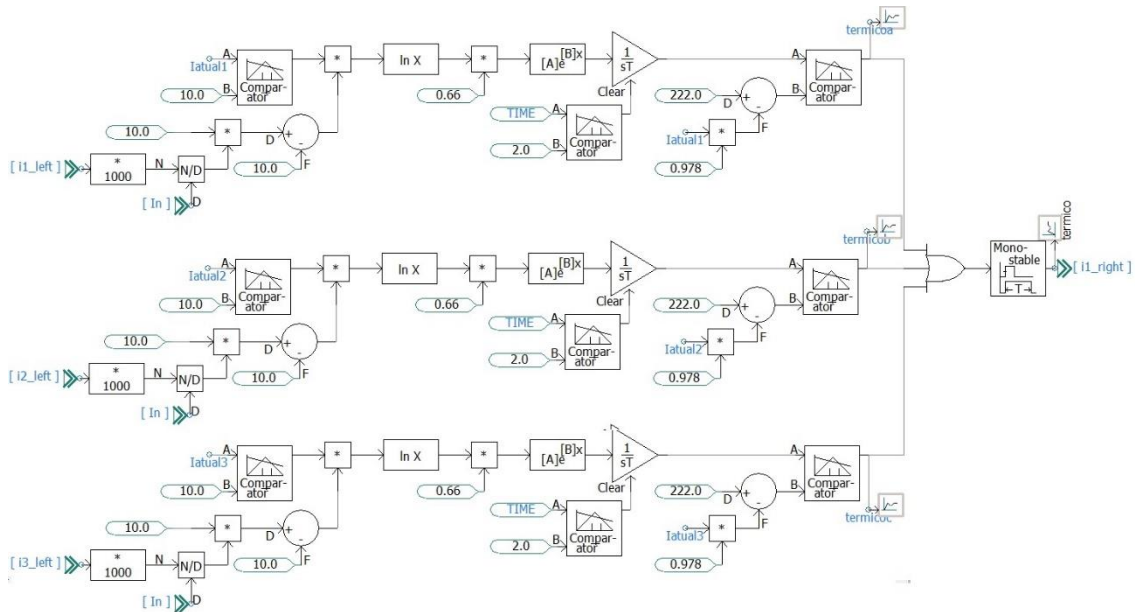


Figura 4.4 - Módulo de controlo por disparo térmico

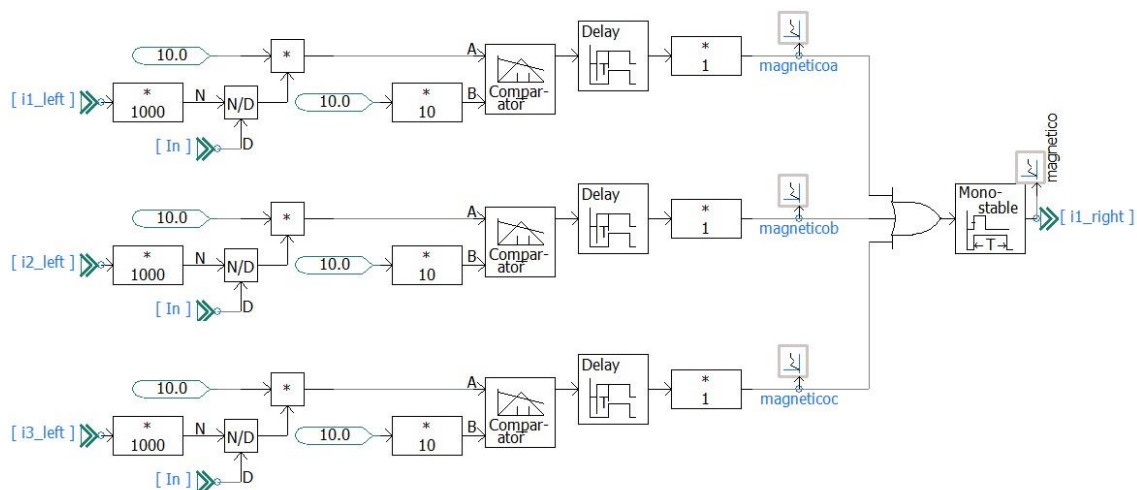


Figura 4.5 - Módulo de controlo por disparo magnético

Embora o sinal BRK seja único é possível obter informação sobre a natureza do disparo, bem como a fase ou as fases afetadas. O bloco Mono-Stable guarda o sinal do disjuntor (0 ou 1), o sinal de abertura passa a condição de fecho, evitando o seu fecho “automático” quando a condição de abertura deixasse de verificar-se.

Em termos práticos, o módulo de controlo do disjuntor foi considerado único, para um calibre de 10 A. Dessa forma, as correntes foram normalizadas assumindo que para diferentes calibres de proteção, a curva de disparo, após normalização, é uma constante. Em alternativa, poder-se-ia ter repetido o processo de ajuste de parâmetros para diferentes calibres. O módulo completo pode visualizar-se na Figura 4.6.

4.5. MODELIZAÇÃO DO GRUPO GERADOR

Hoje em dia, são cada vez mais relevantes as falhas que ocorrem nos sistemas de energia elétrica, prejudiciais para todos os setores, sobretudo quando colocam em risco a vida das pessoas e bens materiais. O uso de alimentação de socorro com base num grupo gerador de socorro é na atualidade uma opção frequente em especial nos hospitais e grandes indústrias.

4.5.1. DESCRIÇÃO FÍSICA

O gerador síncrono pode alimentar uma carga isolada ou estar introduzido numa rede onde estejam ligados outros geradores. No caso de um grupo gerador de socorro, quando falha a alimentação da rede, o gerador tem de manter constante a frequência e a tensão aos terminais, por recurso a ação de reguladores de velocidade e de tensão.

Quando uma carga é ligada subitamente ao gerador, rodando à velocidade nominal com a tensão nominal aos seus terminais, a corrente no estator cria um binário resistente T (negativo), estabelecendo uma desaceleração do rotor, de acordo com a equação seguinte:

$$T = I \frac{d w_r}{dt} \quad (4.3)$$

Onde I é o momento da inércia do grupo gerador e w_r a velocidade angular do rotor.

O valor da frequência proporcional à velocidade do rotor, vai baixar, tendo que ser corrigida através do aumento do binário do motor da máquina motriz. Ao aumentar o binário do motor vai haver um aumento da potência mecânica P_M , de acordo com a seguinte equação:

$$P_M = T w_r \quad (4.4)$$

Em termos energéticos, ignorando as perdas, a potência ativa fornecida pelo gerador tem de ser igual à potência ativa requerida pela carga. A ligação da carga origina uma queda de tensão, devido à reactância síncrona da máquina, sendo compensada por um aumento da corrente de excitação, elevando o valor da *f.e.m.* Este controlo é efetuado pelo regulador de tensão.

O regulador de velocidade de um gerador, por sua vez, mede a velocidade de rotação do grupo comparando-a com o valor de referência e atua sobre a válvula de

admissão do combustível à máquina primária. A máquina primária (de acionamento) permite variar a respetiva potência mecânica, como se fosse um acelerador de um carro, e, por conseguinte, a potência ativa fornecida pelo gerador.

Quando o gerador é ligado à rede (colocado em carga) é necessário atuar sobre a válvula de admissão da máquina primária através do regulador de velocidade. Se a potência fornecida pelo gerador for inferior à potência girante da rede, a frequência do conjunto não será significativamente afetada.

A tensão no barramento central pode ser regulada automaticamente por meio de um regulador de tensão, tornando a potência reativa fornecida ou consumida numa variável dependente. Em alternativa, o gerador pode ser operado com uma potência reativa constante, o que não assegura uma tensão constante e o regulador de tensão atua sobre a corrente de excitação [17].

4.5.1.1. CURTO-CIRCUITO DE UM GERADOR SÍNCRONO

Perante um curto-circuito trifásico franco, um gerador síncrono rodando à velocidade nominal em vazio, excitado com uma corrente constante, apresenta aos seus terminais uma *f.e.m.* E . A corrente na fase de referência a , desprezando a resistência é dada por:

$$i_{cc} = \sqrt{2} \frac{E}{X'_d} \cos(\omega t + \alpha_o) - \frac{E}{\sqrt{2}} \left(\frac{1}{X'_d} + \frac{1}{X_q} \right) \cos \alpha_o \quad (4.5)$$

$$- \frac{E}{\sqrt{2}} \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_q} \right) \cos(2\omega t + \alpha_o)$$

Em que X'_d é a reactância transitória segundo o eixo d , X_q a reactância síncrona segundo o eixo q , E a *f.e.m.* da máquina (tensão em vazio) e α_o o ângulo do rotor com o eixo da fase de referência no instante de curto-circuito.

De acordo com a equação (4.5), verifica-se que a corrente de curto-circuito tem três componentes, estas são: a componente de frequência fundamental, a componente unidirecional e a componente com frequência dupla fundamental. A componente contínua varia com α_o , a posição do rotor no instante em que ocorre o defeito. Desprezando as resistências dos enrolamentos, as componentes da corrente de curto-circuito são constantes e o valor eficaz da componente à frequência fundamental é E/X'_d . Em regime estacionário a corrente possui um valor de E/X_d , onde X_d é a reactância síncrona segundo

o eixo d , sendo que a corrente de curto-circuito transitória é maior do que a corrente de curto-circuito estacionária, $X'_d < X_d$.

Quando o gerador está excitado, rodando em vazio, existe no seu entreferro um fluxo magnético girante, ao qual está associada energia magnética. Quando se dá o curto-circuito, a tensão aos terminais da máquina cai repentinamente para zero. Dado que a energia magnética não pode anular-se repentinamente, o fluxo magnético e a *f.e.m.*, mantém-se no seu valor inicial após o curto-circuito. A corrente de curto-circuito no estator é limitada pela reactância de dispersão dos enrolamentos, correspondendo ao fluxo ligado.

O efeito desmagnetizante da corrente de curto-circuito enfraquece o fluxo, que é compensado pelo aumento da corrente do enrolamento de excitação, surgindo depois um efeito magnetizante. A corrente diminui com uma certa constante de tempo, expressa por (4.6) considerando que o enrolamento tem uma resistência não nula.

$$T'_d \approx \left(\frac{X''_d}{X_d}\right)T'_{d0} \quad (4.6)$$

A constante de tempo do enrolamento de excitação T'_{d0} , situa-se entre os 5-10 s, e está associada a um enfraquecimento do fluxo no entreferro e da tensão do gerador. A corrente no estator vai diminuindo, até atingir o seu valor em regime estacionário com a constante de tempo T'_d de 1-2 s.

Em regime estacionário, este enrolamento não é percorrido por corrente, contudo, quando a máquina experimenta oscilações resultantes de desequilíbrios de potência, induzem-se neles correntes que têm um efeito amortecedor daquelas oscilações.

Durante um curto-circuito, à corrente induzida no enrolamento de excitação adicionam-se as correntes no enrolamento amortecedor, tendo como consequência a um aumento substancial da corrente no estator, ainda que limitado aos primeiros dois a três ciclos, uma vez que a constante de tempo deste enrolamento é bastante inferior à do enrolamento de excitação. A reactância subtransitória X''_d , sendo inferior à reactância transitória X'_d , permite calcular o valor eficaz do primeiro ciclo da corrente pelo quociente E/X''_d .

A componente contínua ou unidirecional da corrente de curto-circuito é relevante no poder de corte exigido aos disjuntores, visto que estes interrompem a corrente total. A componente contínua que circula no estator comporta-se como alternada em relação ao

rotor, formando assim no circuito de excitação uma *f.e.m.* alternada, enquanto possui uma componente contínua no estator, dando início a uma ondulação na corrente de excitação.

A presença da componente contínua conduz a um elevado valor de pico das primeiras alternâncias da corrente de curto-circuito, o qual pode atingir na primeira $1.8\sqrt{2} = 2.55$ vezes o valor eficaz da componente alternada [17].

4.5.1.2. GRUPO GERADOR

O grupo gerador é o combinado de um motor de combustão e de um gerador síncrono, destinado ao fornecimento de energia elétrica produzida a partir do consumo de *Diesel*. O dimensionamento deste é feito de acordo com o tipo de cargas prioritárias.

As cargas prioritárias dependem do fornecimento de energia, pelo que devem estar ligadas diretamente ao grupo gerador e à rede. As cargas não prioritárias, que podem ter o fornecimento de energia suspenso, podem ser ligadas apenas à rede elétrica.

O grupo gerador é colocado em paralelo com a rede elétrica permitindo a substituição do fornecimento de energia da fonte principal pela fonte secundária, evitando a quebra de energia. A substituição do fornecimento de energia sem interrupção entre estes pode ser feita através de um comutador. A comutação pode ser manual ou automática, ou seja em alguns casos, poucos segundos depois de a rede ir abaixo ocorre a comutação e o grupo gerador é acionado, podendo fornecer energia às cargas prioritárias.

4.5.2. MODELO IMPLEMENTADO

Na Figura 4.7, observa-se um grupo gerador 400/230 V, 50 Hz, com uma corrente nominal de 300 A, conforme implementado no *PSCAD/EMTDC*. A velocidade da máquina pode ser controlada diretamente pela inserção de um valor positivo pela entrada da máquina, w , ou pelo binário mecânico, T_m . Ligado ao gerador síncrono, temos o componente Type AC Exciter onde podem selecionar-se diferentes modelos de excitadores padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE). Para o estudo em questão, utilizamos o tipo AC5A. Numa das saídas do Type AC Exciter temos o bloco Sample and Hold, cuja entrada real (In) é passada para a saída quando (Hold) é 0. Quando a transição do sinal (Hold) de 0 para 1 é detetado, a saída é mantida a esse valor da amostra de entrada. O bloco BRK representa um disjuntor trifásico cujo disparo é sincronizado para as três fases mediante um sinal lógico 0 (ON/fechado) ou 1 (OFF/aberto).

Os cabos de alimentação são representados em módulos Coupled PI Section, implementando equivalentes em PI de linhas ou cabos de energia. Estão representadas três cargas de $10 + j 5$ kVA por fase, o que corresponde a uma carga total de 67.1 kVA, representando uma corrente eficaz de 97.2 A. O componente imediato corresponde ao Faults, que permite definir as características do defeito a ser simulado (número de fases afetadas e correspondente ligação), sendo a sua aplicação controlada por um sinal binário recebido externamente, em que a aplicação do sinal (1/True) corresponde à aplicação do defeito, de duração especificada pelo utilizador. O último componente corresponde ao Timed Fault Logic, cuja saída é utilizada especificamente para controlar o estado da falha e a duração da falha.

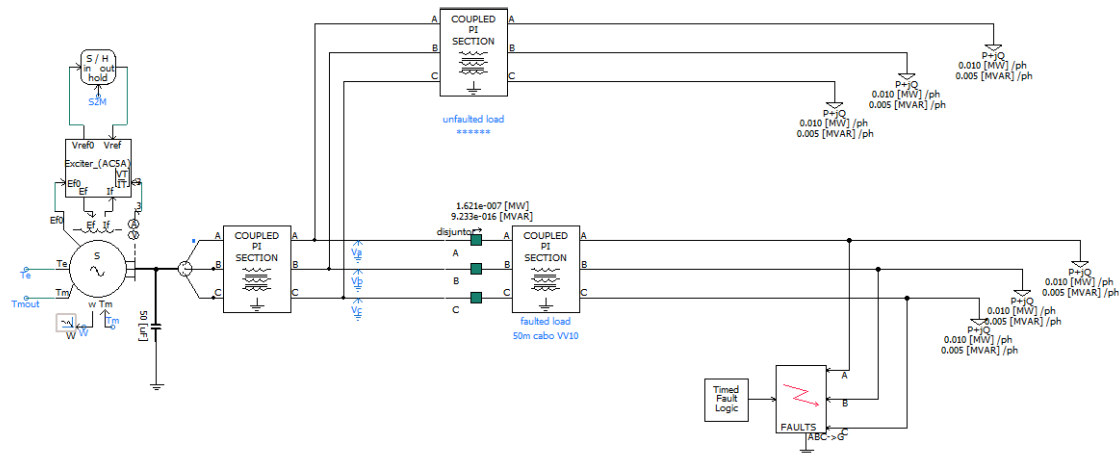


Figura 4.7 - Simulação do grupo gerador no PSCAD/EMTDC com seis cargas

Nesta simulação foi realizado o controlo do regulador de velocidade e o gerador Diesel através de um Controlador Proporcional Integral (PI), como se observa na Figura 4.8. No início do controlo, a velocidade angular, w do rotor do gerador síncrono é comparada com a velocidade angular de referência, w_{ref} . A diferença é enviada ao integral, que representa o regulador de velocidade. O sinal de saída é comparado entre o valor do proporcional e do integral, onde este representa a aceleração do motor Diesel, com um atraso devido à constante de tempo. O *Internal Combustion Engine* (ICE) controla a velocidade angular de entrada, w e o fator de consumo de combustível, FL . O binário do motor, T_m é proporcional à aceleração com um atraso devido à constante de tempo do processo de combustão. O sinal T_m é aplicado ao gerador síncrono.

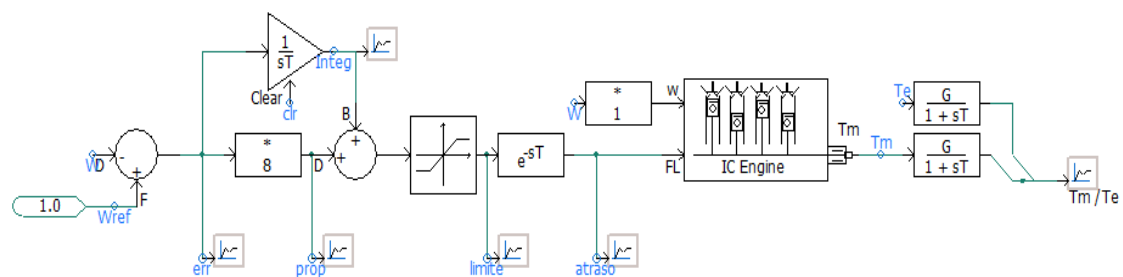


Figura 4.8 - Controlo de regulação de velocidade e gerador *Diesel*

5. APLICAÇÕES E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

A rede elétrica de base consiste numa alimentação em MT (15 kV), com potência de curto-circuito igual 250 MVA. Considerou-se um transformador de distribuição com potência de 630 kVA e a reactância interna de 4 %. O disjuntor em avaliação encontra-se num quadro elétrico localizado no final do cabo 1, conforme representado na Figura 5.1.

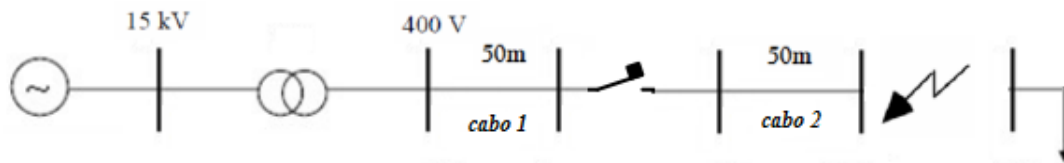


Figura 5.1 - Esquema da rede elétrica com aplicação do defeito

5.1. CÁLCULO DO CURTO-CIRCUITO NA REDE ELÉTRICA

Supondo a ocorrência de curto-circuito trifásico simétrico a 50 metros do quadro QP, no cabo 2, a corrente de curto-circuito pode ser calculada com base no equivalente monofásico da rede elétrica.

5.1.1. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO 15 kV DO TRANSFORMADOR

A corrente de curto-circuito na rede elétrica, pertencente à MT:

$$I_{cc} = \frac{250 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 9.622 \text{ kA} \quad (5.1)$$

Para calcular a corrente de curto-circuito máxima, é necessário aplicar o fator c , pois corresponde à possibilidade da tensão estar acima do valor nominal no ponto de defeito. Este fator varia para os diferentes valores de tensão, no nosso caso aplica-se o valor 1.1.

$$I_{ccm\acute{a}x} = c \times I_{cc} = 1.1 \times 9.622 = 10.58 \text{ kA} \quad (5.2)$$

5.1.2. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO BARRAMENTO BT DO TRANSFORMADOR

A impedância equivalente na MT do transformador:

$$Z_{eq} = j \frac{\frac{15 \times 10^3}{\sqrt{3}}}{10.58} = j 0.818 \Omega \quad (5.3)$$

A mesma impedância, referida à BT do transformador assume valor $j 0.0006 \Omega$, de acordo com a expressão seguinte:

$$\underline{Z}_{eqBT} = j 0.818 \times \left(\frac{400}{15 \times 10^3} \right)^2 = j 0.0006 \Omega \quad (5.4)$$

A impedância do transformador na BT:

$$\underline{Z}_{eqTRFBT} = j \times \frac{4}{100} \times \frac{400^2}{630 \times 10^3} = j 0.010159 \Omega \quad (5.5)$$

A corrente de curto-circuito trifásico no ponto da BT do transformador:

$$\underline{I}_{ccTRFBT} = \frac{230}{j 0.010159 + j 0.0006} = -j 21377.5 A \quad (5.6)$$

5.1.3. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO PONTO DE DEFEITO

De acordo com os valores retirados de R e X do cabo VV de 10 mm^2 utilizado, sabemos que $L = 0.27 \text{ mH/km}$, $R = 0.00183 \Omega/\text{m}$ e $X = 0.000085 \Omega/\text{m}$.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{cabo1} = \underline{Z}_{cabo2} &= 50 \times (0.00183 + j 0.00085) \\ &= 0.0915 + j 0.00425 \Omega \end{aligned} \quad (5.7)$$

A impedância total na BT:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{BT} &= j 0.0006 + j 0.010159 + 0.0915 + j 0.00425 + 0.0915 \\ &+ j 0.00425 = 0.183 + j 0.024719 \Omega \end{aligned} \quad (5.8)$$

$$|Z_{BT}| = \sqrt{0.183^2 + 0.024719^2} = 0.184662 \Omega \quad (5.9)$$

A corrente de curto-circuito trifásico na BT:

$$\underline{I}_{ccBT} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{0.184662} = 1250.61 A \quad (5.10)$$

5.1.4. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MÍNIMA DE ACORDO COM RTIEBT

Com os diferentes pontos de defeito, o I_{cc} assume o valor mínimo se a impedância for máxima desde a alimentação até ao ponto do defeito. A corrente de curto-circuito para valores mínimos deve ser calculada através da seguinte expressão:

$$I_{ccmin} = \frac{0.95 \times U}{1.5 \times (R_F^{20^\circ C} \times L_F + R_N^{20^\circ C} \times L_N)} \quad (5.11)$$

Esta expressão está representada para os valores da resistência dos condutores de fase e de neutro à temperatura de 20° C, sendo possível ser definida para 20° C, 70° C e 145° C. Admitindo que a temperatura média durante o curto-circuito seja de 145° C, define-se que a correção de temperatura de 20° C para 145° C conduz ao fator multiplicativo em que α é o coeficiente de termorresistividade do cobre e do alumínio, conforme (5.12).

$$R_\theta = R_{20^\circ} [1 + \alpha_{20} \times (\theta - 20^\circ)] \quad (5.12)$$

O coeficiente de variação da resistividade varia consoante o material utilizado, para o alumínio $\alpha_{20^\circ} = 0.00403^\circ \text{ C}$ e para o cobre $\alpha_{20^\circ} = 0.00393^\circ \text{ C}$.

A corrente de curto-circuito de fase-neutro a 20° C:

$$I_{ccmin} = \frac{0.95 \times 230}{1.5 \times (0.0915 + 0.0915) + 0.000001} = 795.99 \text{ A} \quad (5.13)$$

5.2. CÁLCULO DO CURTO-CIRCUITO NO GRUPO GERADOR

O gerador apresenta uma tensão de 230 V entre fase e neutro, e uma corrente nominal de 300 A, correspondendo a 207 kVA de potência aparente. Considerou-se, para efeitos de simulação que o gerador, além do circuito em defeito, estaria a alimentar um conjunto de outras cargas que se mantêm em serviço durante o defeito, conforme a Figura 5.2.

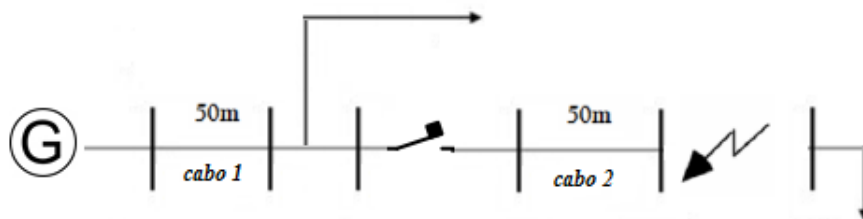


Figura 5.2 - Esquema do grupo gerador com aplicação do defeito

5.2.1. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO COM ALIMENTAÇÃO PELO GERADOR DE SOCORRO

A impedância nominal do gerador pode ser obtida pelo quociente da tensão simples pela corrente nominal conforme a expressão (5.14).

$$Z_G = \frac{U_G}{I_G} = \frac{230}{300} = 0.766667 \, \Omega \quad (5.14)$$

Quando expressa em p.u., a conversão para unidades SI faz-se pela multiplicação do valor fornecido pelo fabricante, por essa impedância de base. Tendo em conta que os dados obtidos referem uma reactância $X_d = 0.11$ p.u., a impedância a utilizar para os cálculos seguintes foi Z_G .

$$\underline{Z}_G = j (0.11 \times 0.766667) = j 0.084333 \, \Omega \quad (5.15)$$

Juntando a impedância do gerador, à dos cabos entre este e o ponto de defeito, já anteriormente caracterizados, a impedância total obtida foi Z_{BT} .

$$\underline{Z}_{BT} = \underline{Z}_G + \underline{Z}_{cabo1} + \underline{Z}_{cabo2} \quad (5.16)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{BT} &= j 0.084333 + 0.0915 + j 0.00425 + 0.0915 + j 0.00425 \\ &= 0.183 + j 0.092833 \, \Omega \end{aligned} \quad (5.17)$$

$$|Z_{BT}| = \sqrt{0.183^2 + 0.092833^2} = 0.2052 \, \Omega \quad (5.18)$$

A corrente de curto-circuito trifásica simétrica esperada no ponto de defeito tem o valor de 1120.86 A, conforme a expressão (5.19):

$$I_{ccBT} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{0.2052} = 1120.86 \, A \quad (5.19)$$

5.3. SIMULAÇÃO DO FUNCIONAMENTO EM REGIME PERMANENTE

Com vista ao estabelecimento de valores de referência para o sistema, procedeu-se à simulação e registo de tensões e correntes nos geradores (rede/grupo gerador), em regime permanente de funcionamento.

5.3.1. ALIMENTAÇÃO PELA REDE

Na Figura 5.3, observa-se a forma da onda de corrente em cada uma das três fases. O valor máximo da corrente é de 65.5 A, com ondas perfeitamente simétricas e o valor eficaz correspondente é de 46.3 A.

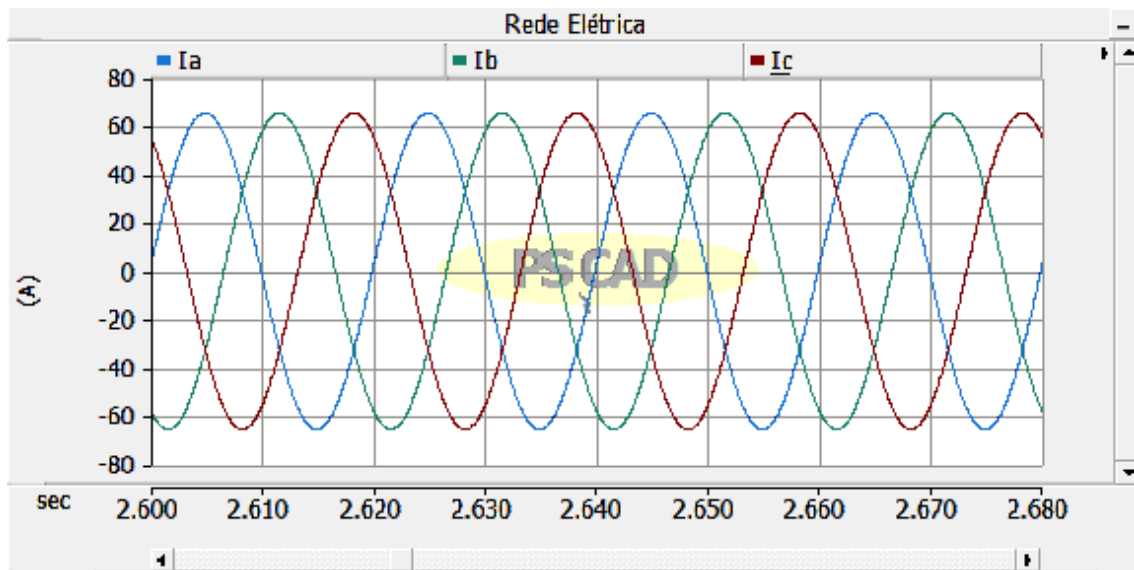


Figura 5.3 - Corrente da alimentação pela rede em regime permanente

Na Figura 5.4, regista-se uma variação de tensão entre o máximo de 309 V e o mínimo de -309 V com simetria total. Os valores obtidos correspondem a uma tensão eficaz de 220 V, o que era esperado por não ter sido considerada a compensação da queda de tensão no transformador em carga.

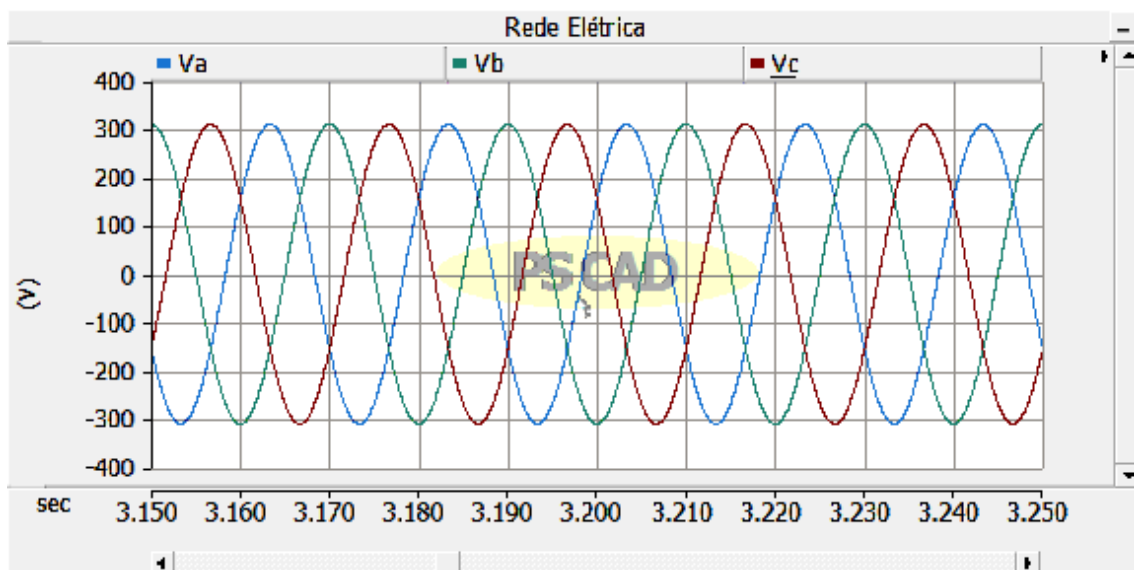


Figura 5.4 - Tensão da alimentação pela rede em regime permanente

5.3.2. ALIMENTAÇÃO POR GRUPO DE SOCORRO

Na Figura 5.5, visualiza-se a forma da onda de corrente em cada uma das três fases. O valor máximo da corrente é de 68.9 A, com ondas perfeitamente simétricas e o valor eficaz correspondente é de 48.7 A. Na Figura 5.6, regista-se uma variação de tensão entre o máximo de 317.8 V e o mínimo -317.8 V com simetria total.

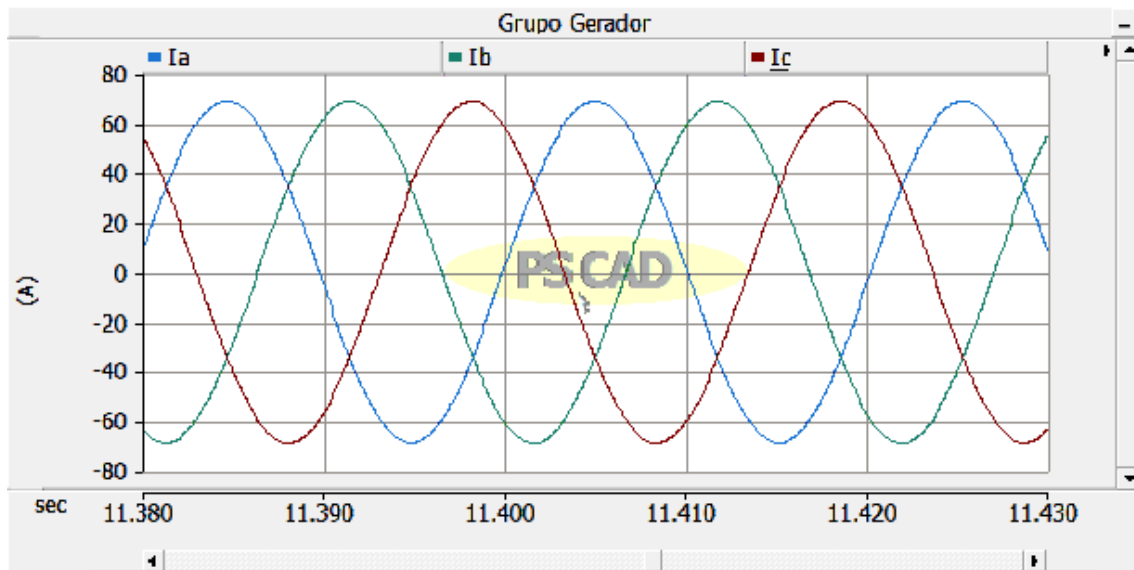


Figura 5.5 - Corrente da alimentação do grupo gerador em regime permanente

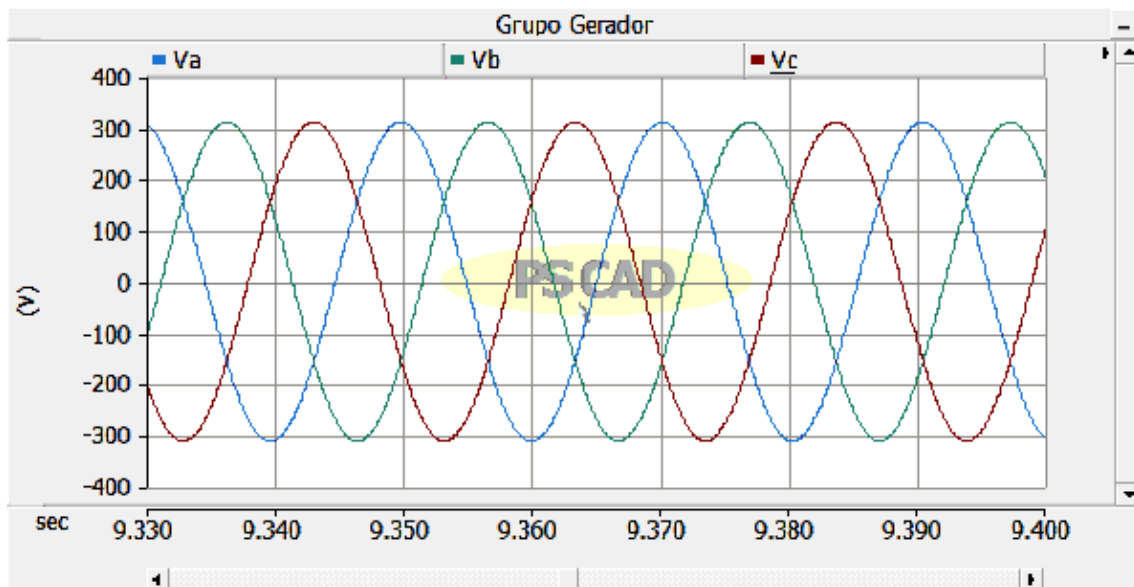


Figura 5.6 - Tensão da alimentação do grupo gerador em regime permanente

5.4. SIMULAÇÃO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO SEM ATUAÇÃO DO DISJUNTOR

5.4.1. ALIMENTAÇÃO PELA REDE

Considerando a aplicação de um defeito aos 2 s, no ponto referido anteriormente, verifica-se que não considerando a atuação de qualquer disjuntor, a corrente estabiliza para um valor eficaz aproximadamente igual a 1350 A, conforme a Figura 5.7.

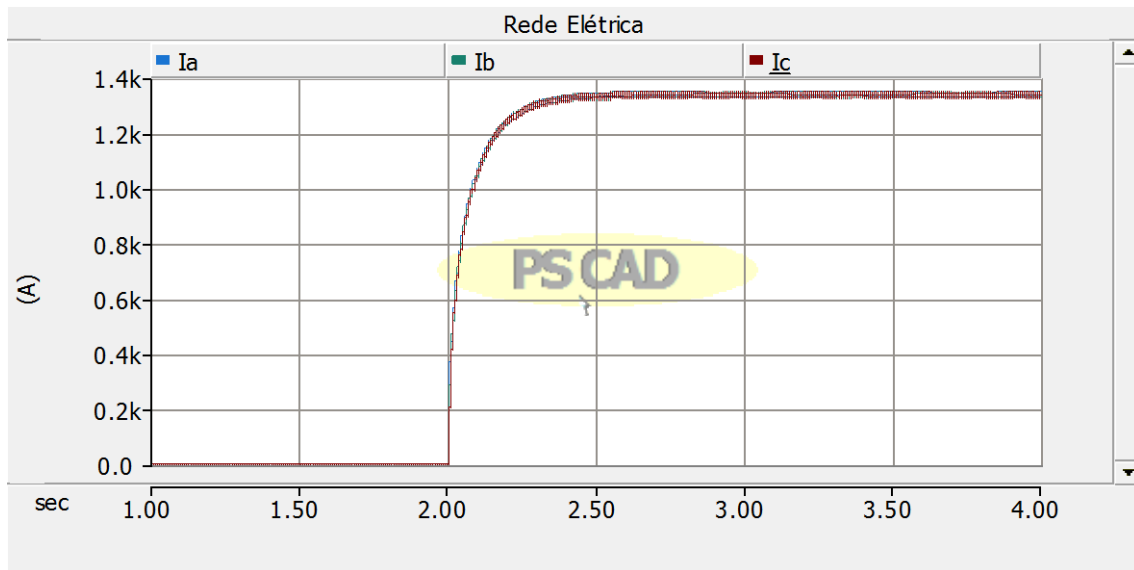


Figura 5.7 - Correntes de curto-circuito na rede elétrica sem proteção

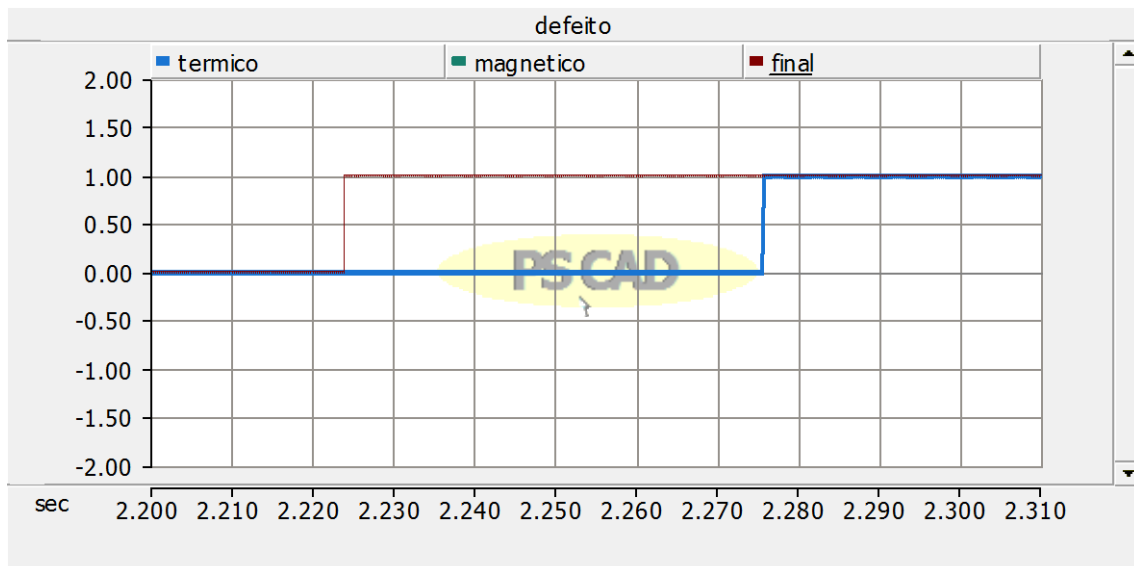


Figura 5.8 – Sinalização de tipo de disparo do disjuntor, não considerando a atuação da proteção (sinal “final” sobreposto com magnético), considerando a alimentação pela rede

Por observação da Figura 5.8, pode constatar-se a existência de um sinal de disparo magnético ao fim de 226 ms, enquanto o disparo térmico ocorreria aos 278 ms, como previsto.

5.4.2. GRUPO GERADOR

Neste caso, considera-se a aplicação de um defeito aos 10 s, para permitir a estabilização da forma de onda. Observa-se, na Figura 5.9 que não considerando a atuação

de qualquer disjuntor, a corrente atinge um máximo de 1213 A, estabilizando para um valor eficaz aproximadamente de 1050 A.

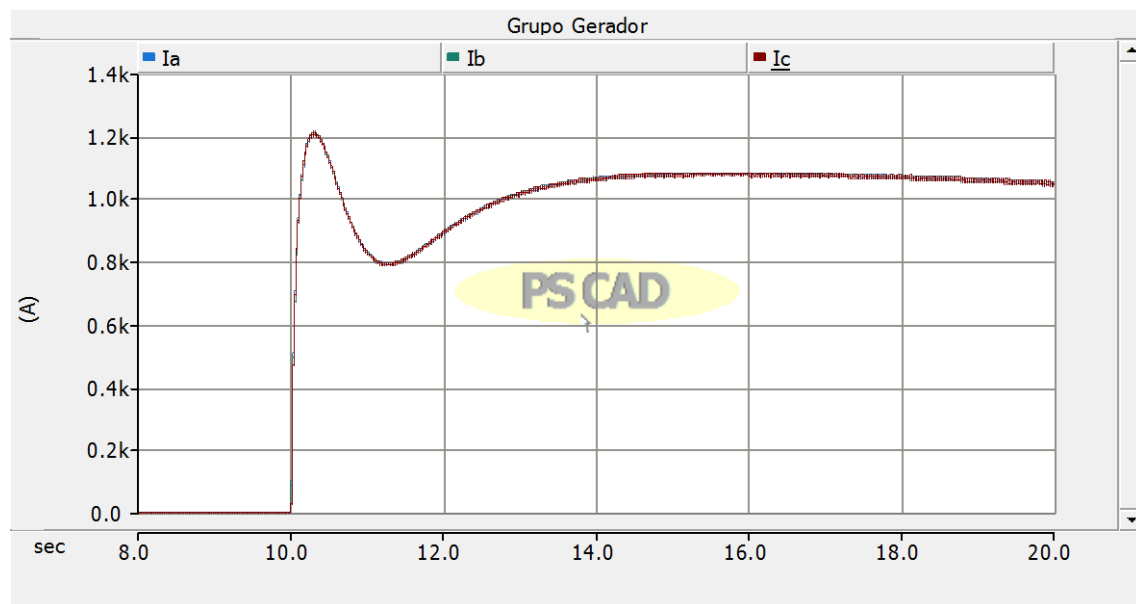


Figura 5.9 - Correntes de curto-circuito no grupo gerador sem proteção

Procedendo como anteriormente, verificou-se que o disparo do disjuntor ocorreria aos 7 ms por efeito magnético e aos 18 ms se de natureza térmica, conforme a Figura 5.10.

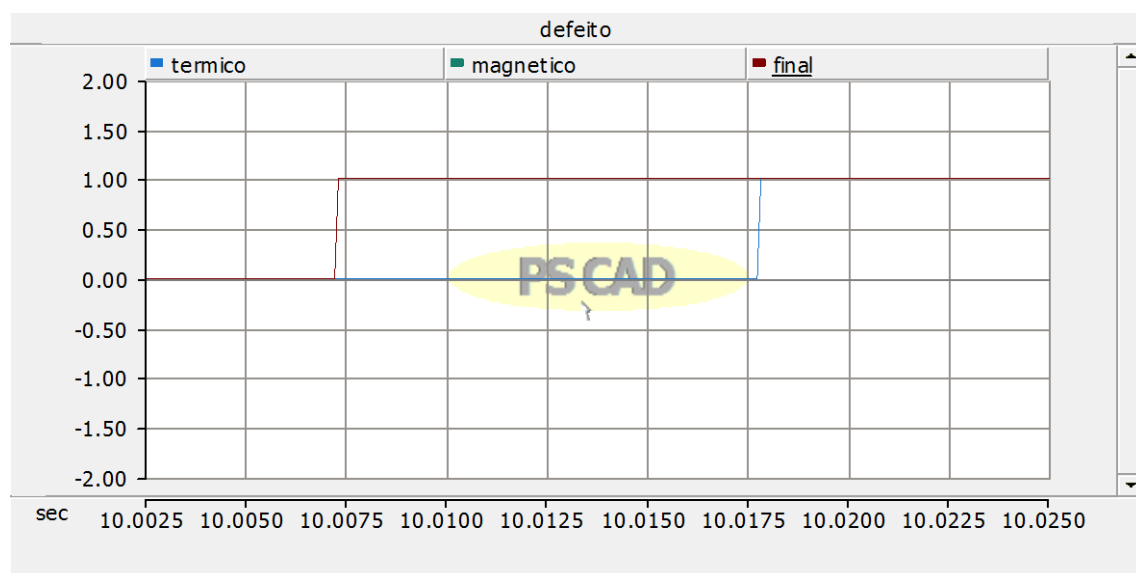


Figura 5.10 - Sinalização de tipo de disparo do disjuntor, não considerando a atuação da proteção (sinal “final” sobreposto com magnético), considerando a alimentação por gerador

5.5. AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE MÁXIMA INTENSIDADE COM ALIMENTAÇÃO PELA REDE

Considerando a rede base, com alimentação pela rede MT, simularam-se defeitos trifásicos com e sem contacto à terra, bem como defeitos monofásicos. Alteraram-se alguns parâmetros, tais como: resistência de defeito, comprimentos dos cabos e curvas de atuação do disjuntor.

5.5.1. DEFEITO TRIFÁSICO SEM CONTACTO À TERRA

Foi simulado um curto-circuito trifásico sem contacto à terra, com uma resistência de defeito de 0.1Ω e um disjuntor de 63 A, curva C. O cabo de alimentação do quadro onde está instalado o disjuntor tem um comprimento de 50 metros, enquanto para o cabo protegido pelo disjuntor, no qual ocorre o defeito, foi considerado um comprimento de 100 metros.

5.5.1.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

A Figura 5.11 mostra a evolução do valor eficaz da corrente para o defeito referido, aplicado aos 2 s. A corrente de curto-circuito atinge o valor de 595.5 A, que se mantém constante até ao instante $t = 4.84$ s. Significando, por isso, que o disparo é de natureza térmica e ocorre 2.84 s depois do início do defeito. Atendendo a que a corrente máxima atingida se situa abaixo dos $10 \times I_n$, tal disparo é espectável, traduzindo uma reação típica a uma sobrecarga e não a um curto-circuito.

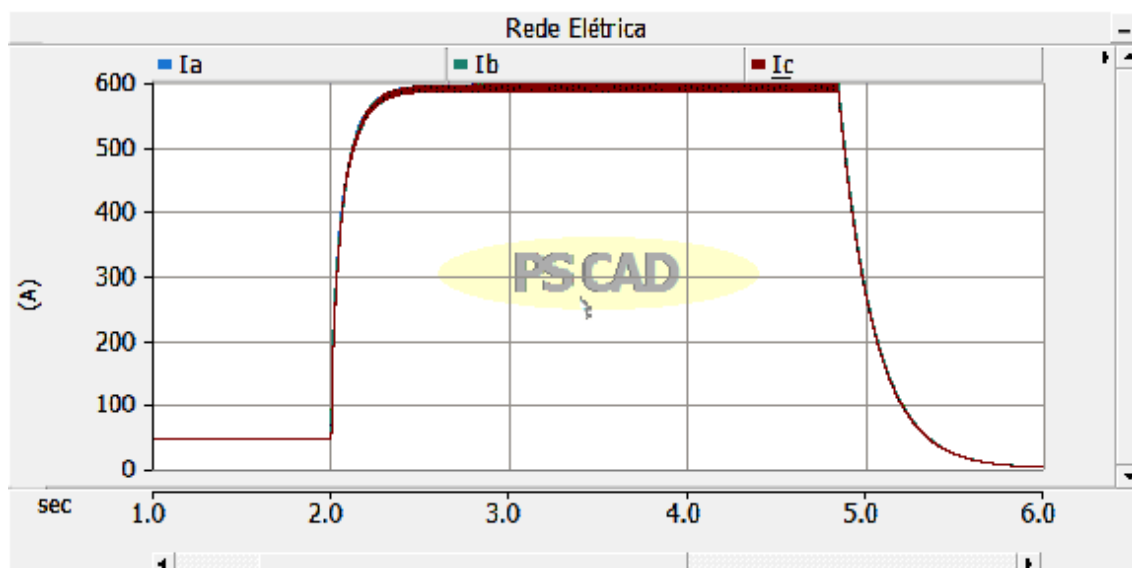


Figura 5.11 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabo1 50 m, cabo2 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Modificando o comprimento do cabo protegido pelo disjuntor para 50 metros, procedeu-se à avaliação da corrente de curto-circuito e do tempo de atuação da proteção. O resultado é apresentado na Figura 5.12, para um defeito aplicado aos 2 s, verificando-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor máximo de 668.9 A no instante $t = 2.14$ s, decaindo para zero, nesse mesmo instante.

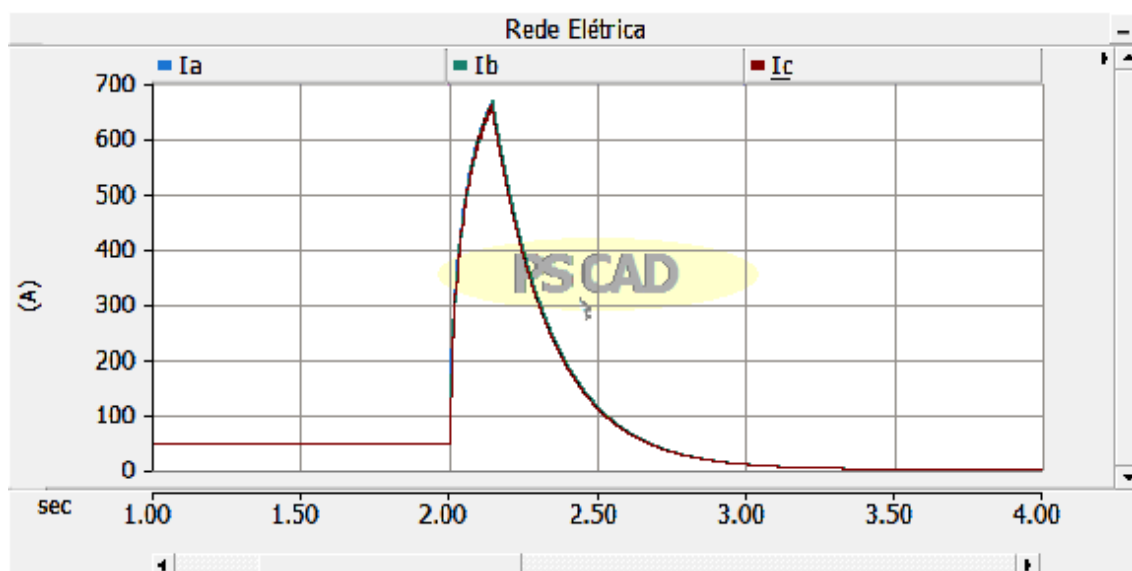


Figura 5.12 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Pela análise dos módulos de disparo do *PSCAD/EMTDC*, verificou-se que o disparo foi de natureza magnética, por volta dos 140 ms depois do início do defeito.

Considerando que a corrente máxima atingida se situa acima dos $10 \times I_n$, o disparo é espectável, traduzindo uma reação típica a um curto-circuito e não a uma sobrecarga. O disparo não é instantâneo, em termos de simulação, dada a utilização de blocos RMS com um atraso não desprezável.

5.5.2. DEFEITO TRIFÁSICO COM CONTACTO À TERRA

Considerando uma situação idêntica à anterior, envolvendo um contacto à terra, procedeu-se a um novo conjunto de simulações igualmente com uma resistência de defeito de 0.1Ω e um disjuntor de 63 A, curva C. Na Figura 5.13, observamos a evolução do valor eficaz da corrente para o defeito mencionado, aplicado aos 2 s.

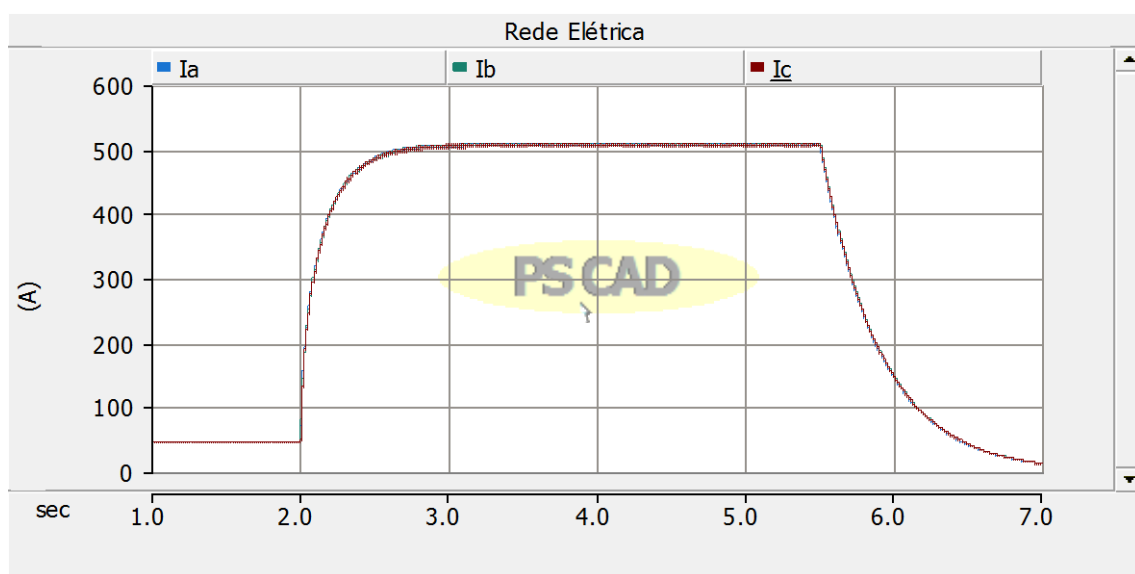


Figura 5.13 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.1Ω e curva C)

A corrente de curto-circuito atinge o valor de 508 A que se mantém constante até ao instante $t = 5.49$ s. Indicando, por isso, que o disparo é de natureza térmica, sucedendo 3.49 s depois do início do defeito. Considerando que a corrente máxima atingida se situa abaixo dos $10 \times I_n$, o disparo ocorre na zona de sobrecarga, como esperado.

5.5.2.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

Reduzindo o comprimento do cabo protegido pelo disjuntor para 50 metros, reavaliou-se o funcionamento da proteção. Na Figura 5.14, observa-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor de 626 A, que se mantém constante até ao instante $t =$

4.62 s. Significando, por isso, que o disparo é de natureza térmica e ocorre 2.62 s depois do início do defeito.

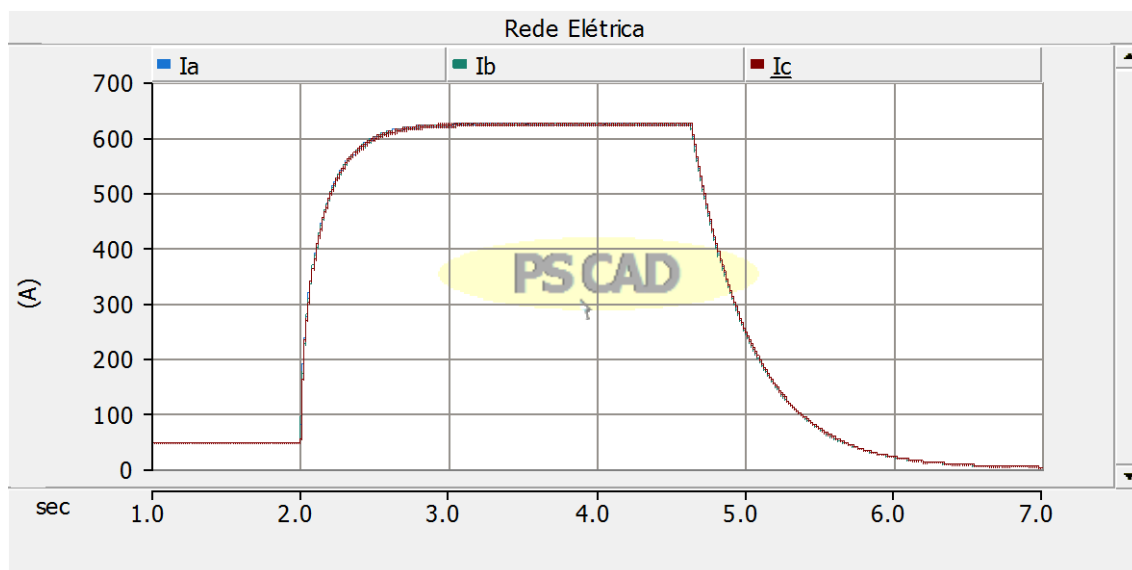


Figura 5.14 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 e curva C)

Comparando os resultados da Figura 5.14 com a situação descrita na Figura 5.12 verifica-se que o disparo passou de magnético a térmico. Tal deve-se às especificações do modelo de defeito, que faz com que a resistência efetiva de defeito avaliado entre fase e neutro equivalente, seja aumentada em relação à situação sem contacto à terra, conduzindo a menores correntes.

5.5.3. DEFEITO MONOFÁSICO

Simulando um curto-circuito monofásico entre a fase A e o neutro (A-G), com uma resistência de 0.1Ω e um disjuntor de 63 A, curva C, nas mesmas condições de base anteriormente utilizadas (cabo de alimentação do quadro com comprimento de 50 metros e cabo protegido pelo disjuntor, no qual ocorre o defeito, com um comprimento de 100 metros), obteve-se uma corrente conforme representado na Figura 5.15.

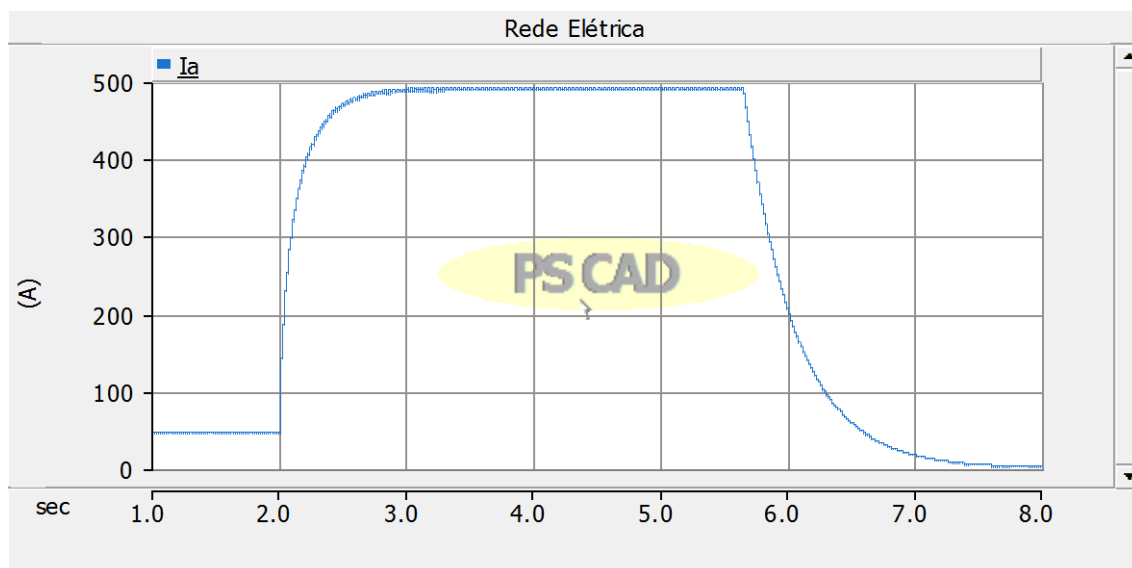


Figura 5.15 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Da observação do gráfico verifica-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor de 492.8 A, que se mantém constante até ao instante $t = 5.64$ s, no qual ocorre a atuação da proteção de natureza térmica.

5.5.3.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

Reduzindo o comprimento do cabo, no qual ocorre o defeito, para 50 metros registou-se novamente a evolução da corrente de curto-circuito.

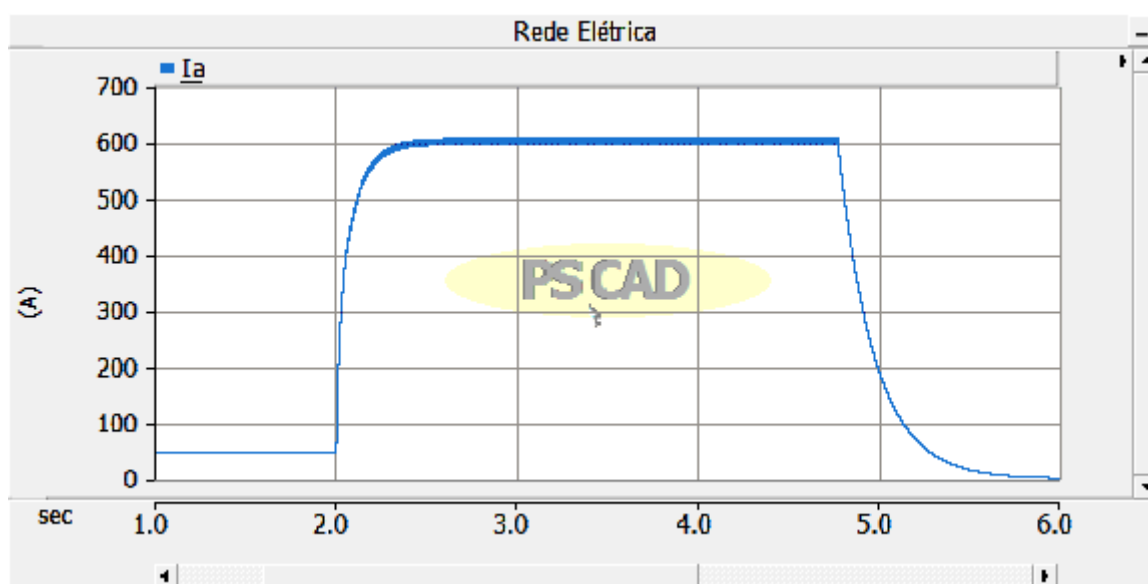


Figura 5.16 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Da Figura 5.16 pode concluir-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor de 587.3 A, originando um disparo em $t = 4.89$ s, ou seja, 2.89 s após o aparecimento do defeito, gerando um disparo de natureza térmica.

Procedeu-se a uma nova redução do comprimento do cabo para 25 metros, com vista á avaliação da corrente de curto-circuito e do respetivo tempo de atuação da proteção.

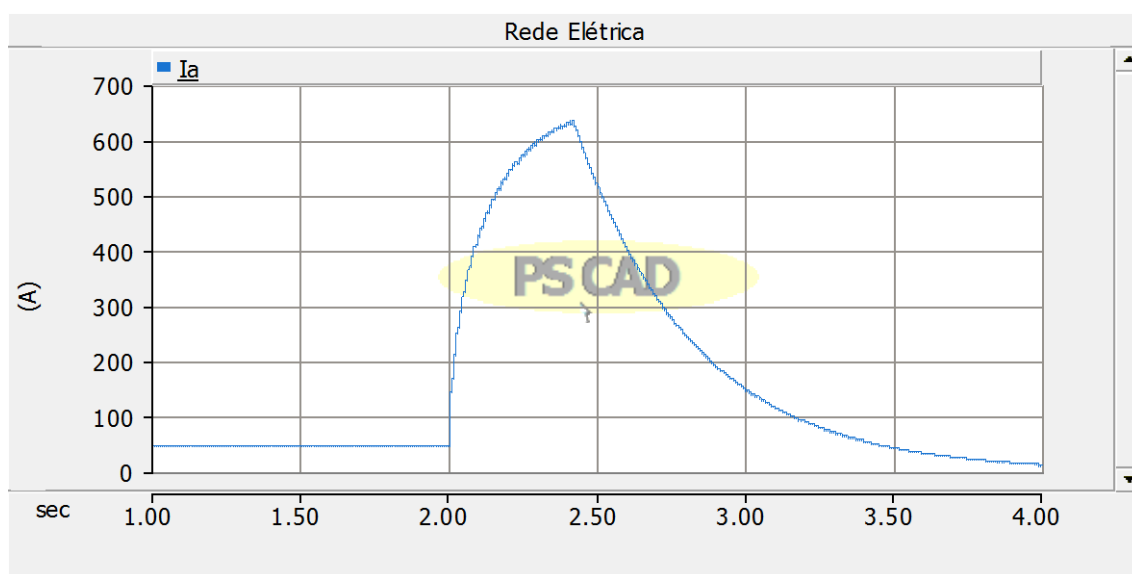


Figura 5.17 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 25 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Conforme se pode observar na Figura 5.17, a corrente de curto-circuito atinge o valor máximo de 637.1 A no instante $t = 2.41$ s, iniciando uma redução a partir desse instante, correspondente ao arco elétrico formado aquando da interrupção da corrente, por atuação do disjuntor, dada a natureza indutiva da mesma. Pela análise dos módulos de disparo, verifica-se ter-se tratado de um disparo de natureza magnética. Uma vez mais, o atraso de 410 ms pode dever-se apenas e só a algumas limitações dos modelos utilizados.

5.5.3.2. EFEITOS DA VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE DEFEITO

Tendo em conta que os defeitos monofásicos que normalmente ocorrem em instalações de utilização incorporam uma resistência de defeito apreciável, procedeu-se a uma análise do efeito da variação do valor dessa resistência, no valor da corrente de curto-circuito e nos tempos de atuação da proteção. Utilizou-se um valor de 0.20 Ω , correspondendo a uma duplicação do valor inicial.

Partindo da situação base, procedeu-se a nova simulação tendo obtido uma corrente de curto-circuito conforme representado na Figura 5.18.

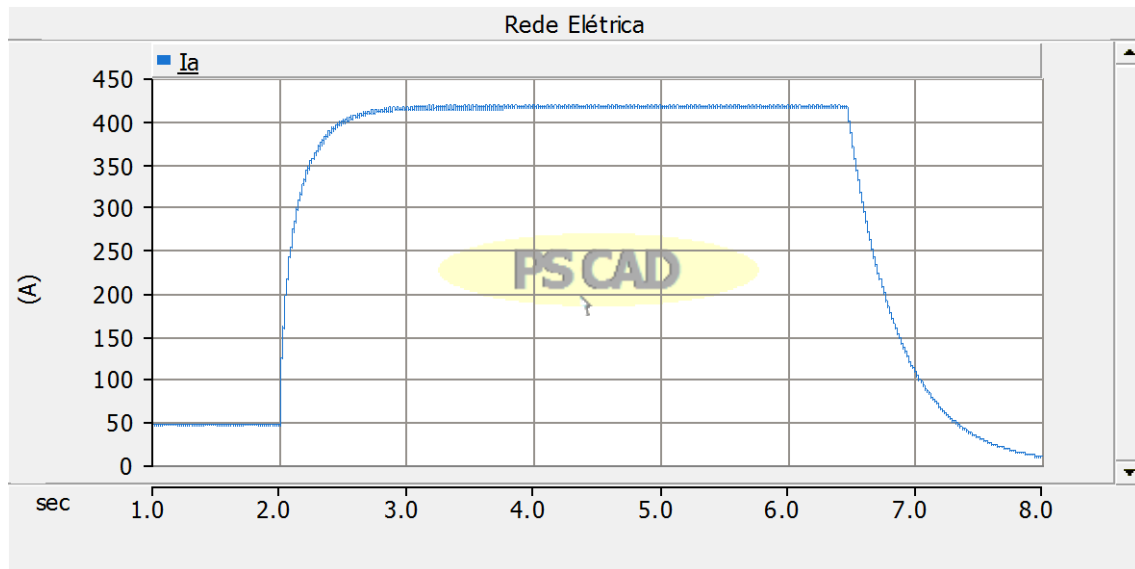


Figura 5.18 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.2 Ω e curva C)

A corrente de curto-circuito atinge o valor de 417.7 A e o disparo da proteção é sinalizado no instante $t = 6.55$ s. Uma vez mais verificou-se ter-se tratado de um disparo de natureza térmica, 4.55 s após o aparecimento do defeito. Tal como anteriormente, testaram-se para efeitos comparativos, dois valores de comprimento de cabo, nomeadamente 50 e 25 metros.

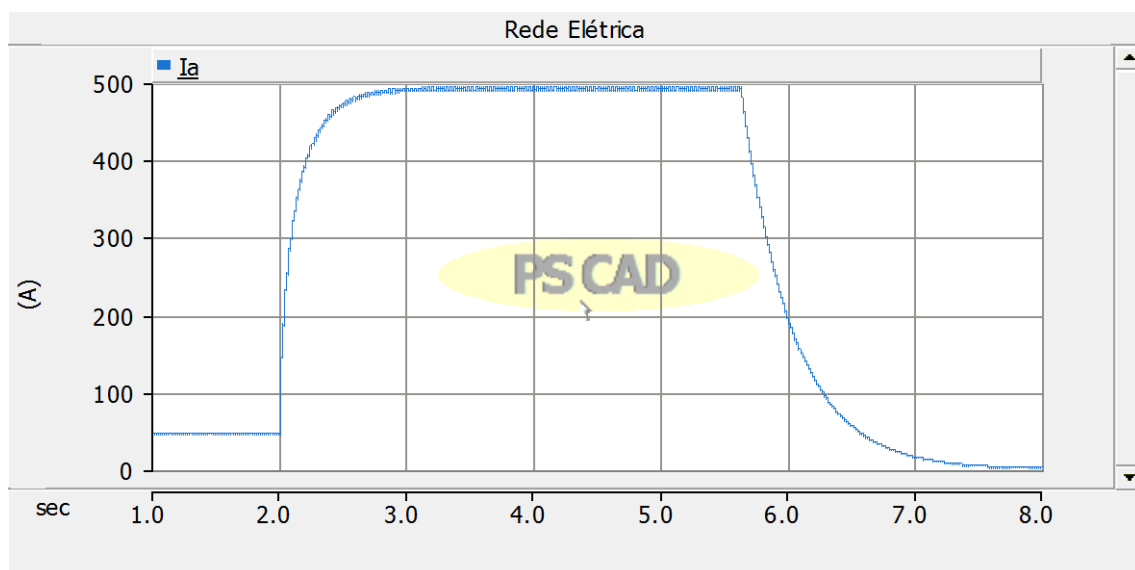


Figura 5.19 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.2 Ω e curva C)

A Figura 5.19 corresponde a um comprimento de 50 metros, enquanto a Figura 5.20 representa a corrente observada para um comprimento de 25 metros.

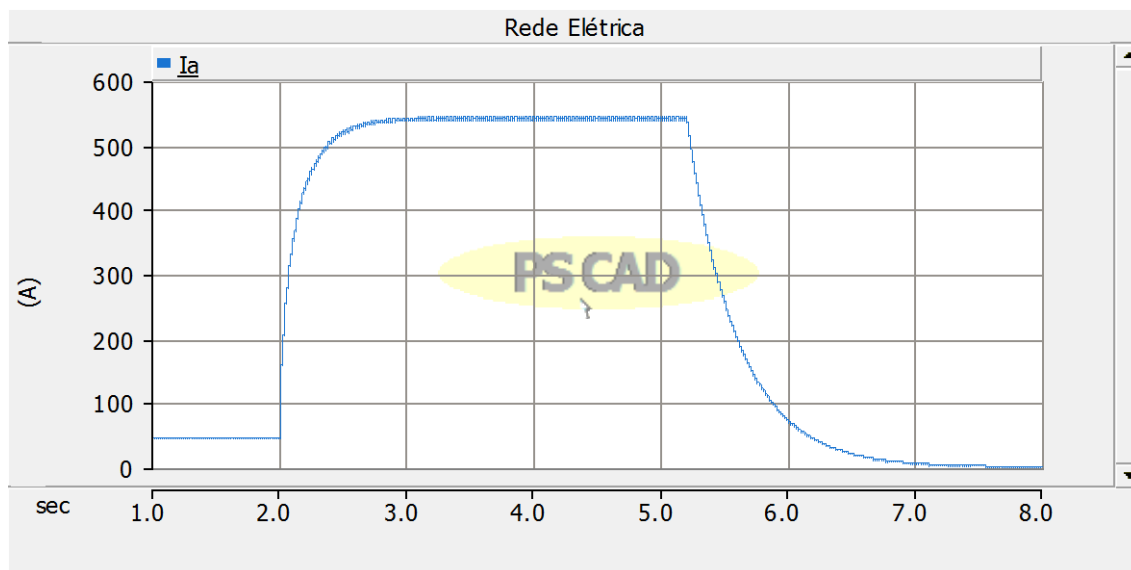


Figura 5.20 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 25 m, R_F 0.2 Ω e curva C)

De acordo com as figuras anteriores, a diminuição do comprimento do cabo até ao defeito, corresponde a um ligeiro aumento da corrente de curto-circuito (417.7 A, 494.6 A e 544.5 A) e consequente redução dos tempos de disparo (6.55 s, 5.62 s e 5.2 s respetivamente). De qualquer das formas, o disparo nestas situações foi de natureza térmica.

5.5.4. EFEITOS DA VARIAÇÃO DA CURVA DE ATUAÇÃO DO DISJUNTOR

Simulando novamente um defeito trifásico sem contacto à terra nas condições de base, procedeu-se à substituição do disjuntor de curva C por um disjuntor de curva B que, de acordo com [10] [11], apresenta um limiar de disparo magnético entre 3 a $5 \times I_n$.

O resultado da corrente de curto-circuito é apresentado na Figura 5.21, verificando-se que o valor eficaz da corrente de curto-circuito atinge o valor de 491 A. Contrariamente à simulação descrita no ponto 5.5.1.1., o disjuntor sinalizou o disparo magnético aos 2.23 s.

Considerando a redução para metade do comprimento do cabo protegido pelo disjuntor, a corrente obtida está representada na Figura 5.22, podendo concluir-se que o tipo de disparo se mantém, obtendo um disparo magnético aos 2.21 s e um valor de corrente de 620.2 A.

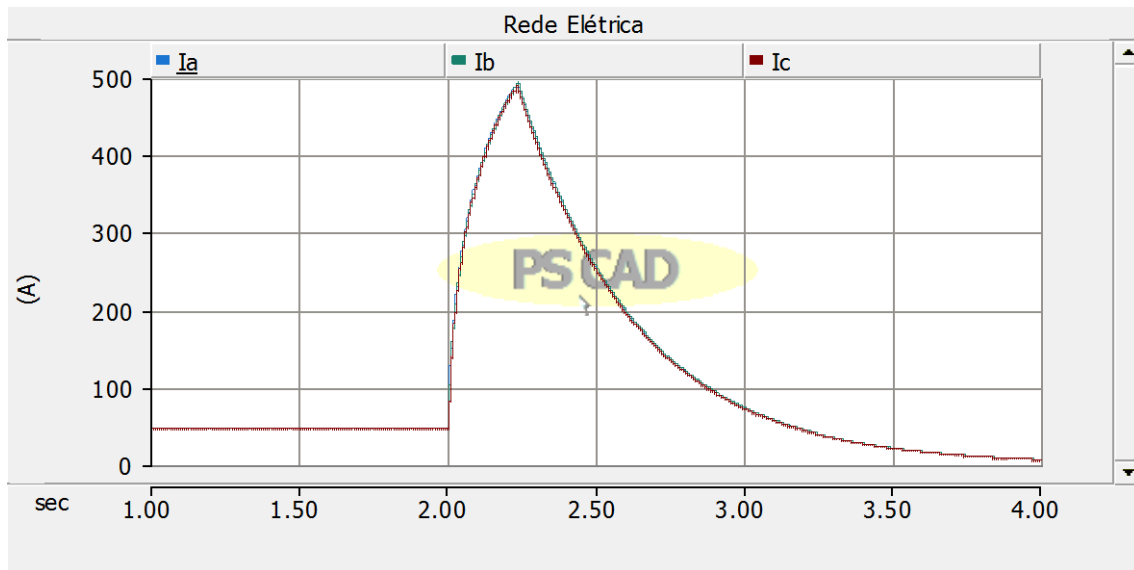


Figura 5.21 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva B)

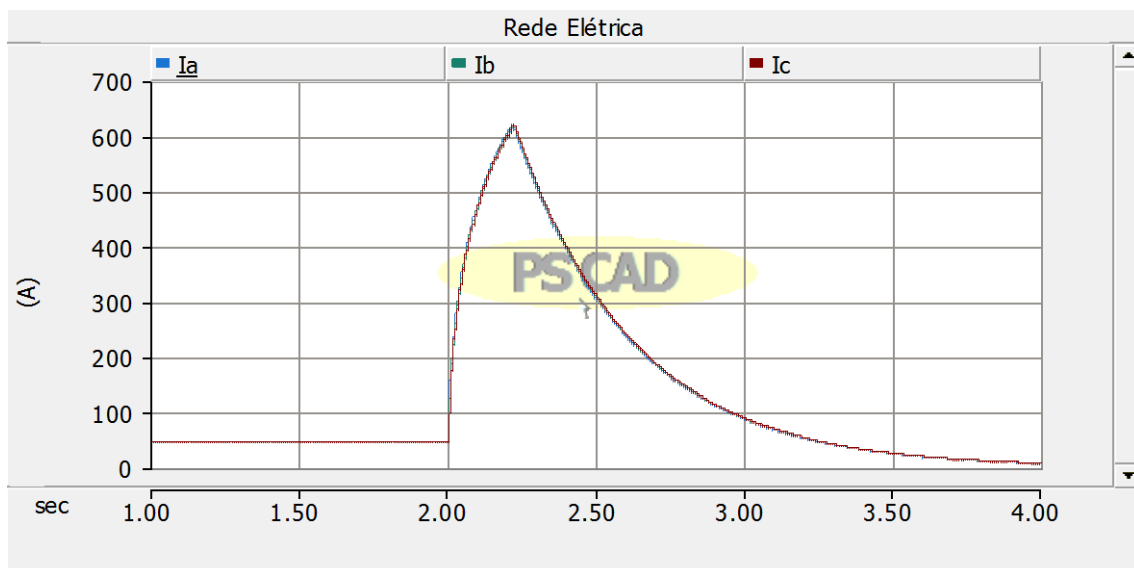


Figura 5.22 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra na rede elétrica (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva B)

5.6. AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE MÁXIMA INTENSIDADE COM ALIMENTAÇÃO PELO GRUPO GERADOR

Considerando a alimentação pelo grupo gerador, simularam-se defeitos trifásicos com e sem contacto à terra, bem como defeitos monofásicos. Variaram-se alguns parâmetros (tais como resistência de defeito, comprimentos dos cabos e curvas de atuação do disjuntor), para reproduzir situações idênticas às investigadas no ponto 5.5. A situação base considerada corresponde a um cabo de 50 metros, entre o gerador e o quadro onde

está localizado o disjuntor, e outro cabo com 100 metros no qual são simulados os defeitos.

5.6.1. DEFEITO TRIFÁSICO SEM CONTACTO À TERRA

Foi simulado um curto-circuito trifásico sem contacto à terra, com uma resistência de defeito de 0.1Ω e um disjuntor de 63 A, curva C. O cabo de alimentação do quadro onde está instalado o disjuntor tem um comprimento de 50 metros, enquanto para o cabo protegido pelo disjuntor, no qual ocorre o defeito, foi considerado um comprimento de 100 metros. Tendo em conta a necessidade de estabilizar o grupo gerador antes da ocorrência de defeitos, o instante de tempo correspondente à aplicação do defeito foi de 10 s. Na Figura 5.23, observa-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor de 702.5 A no instante $t = 10.22$ s, originando um disparo de natureza magnética.

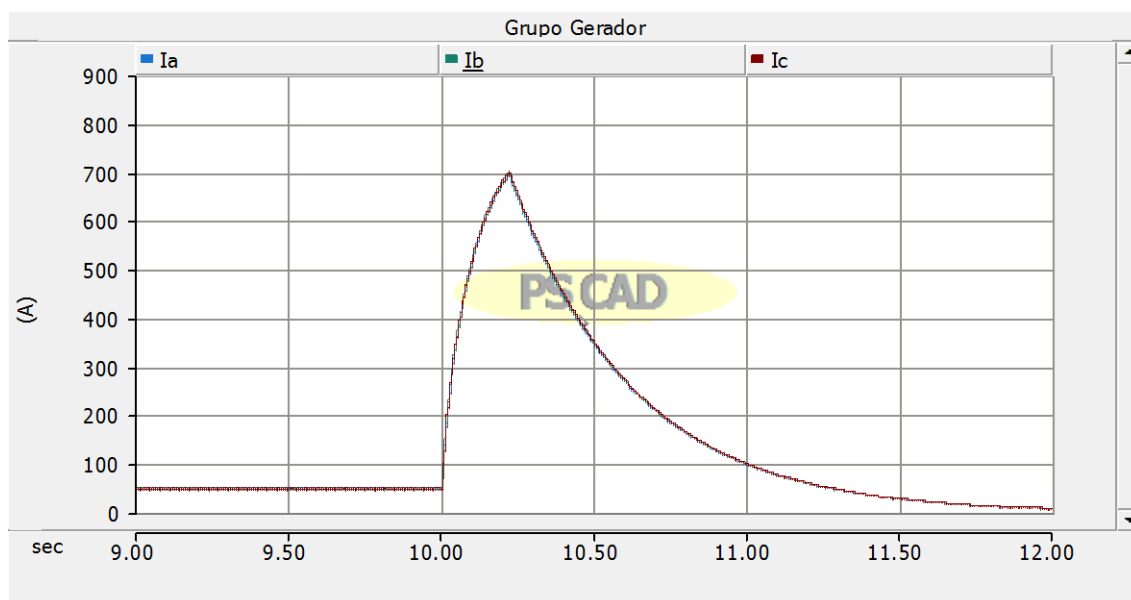


Figura 5.23 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.1Ω e curva C)

5.6.1.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

Substituindo o comprimento do cabo protegido pelo disjuntor para 50 metros, procedeu-se à avaliação da corrente de curto-circuito e do tempo de atuação da proteção.

O resultado é apresentado na Figura 5.24, verificando-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor máximo de 870.7 A no instante $t = 10.21$ s, decaindo para zero, nesse mesmo instante.

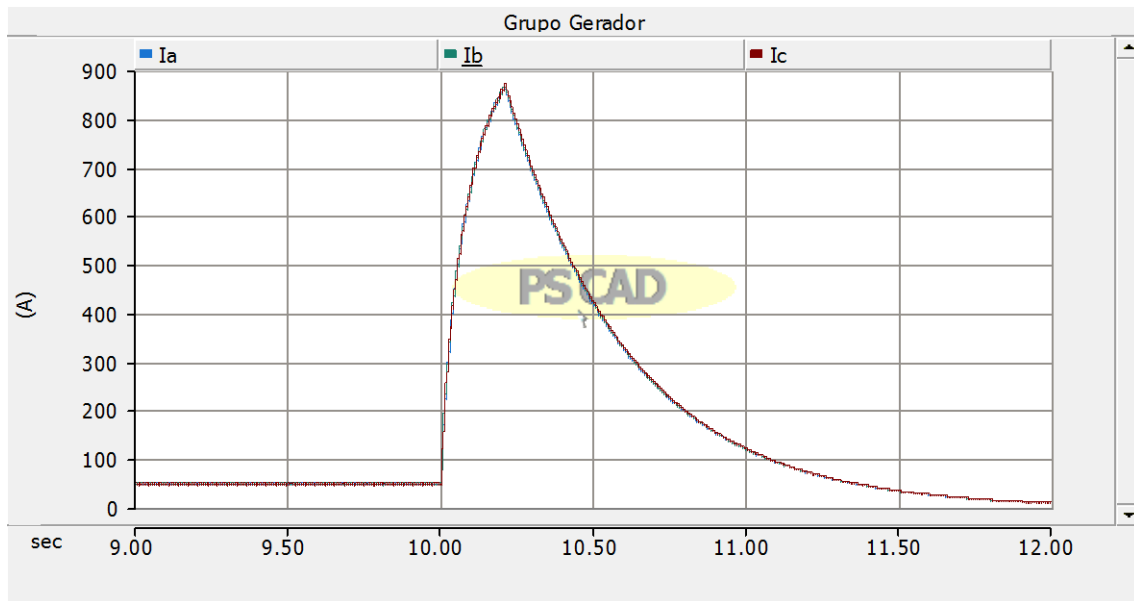


Figura 5.24 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, $R_F 0.1 \Omega$ e curva C)

Pela análise dos módulos de disparo do *PSCAD/EMTDC*, verificou-se que o disparo foi de natureza magnética, por volta dos 210 ms depois do início do defeito. Considerando que a corrente máxima atingida se situa acima dos $10 \times I_n$, o disparo é espectável, traduzindo uma reação típica a um curto-circuito e não a uma sobrecarga. O disparo não é instantâneo, em termos de simulação, dada a utilização de blocos RMS com um atraso não desprezável.

5.6.2. DEFEITO TRIFÁSICO COM CONTACTO À TERRA

Considerando uma situação idêntica à anterior, envolvendo um contacto à terra, procedeu-se a um novo conjunto de simulações, igualmente com uma resistência de defeito de 0.1Ω e um disjuntor de 63 A, curva C. Na Figura 5.25 observamos a evolução do valor eficaz da corrente para o defeito mencionado.

A corrente de curto-circuito atinge o valor de 620.6 A que se mantêm constante até ao instante $t = 10.24$ s. Indicando, por isso, que o disparo é de natureza magnética, sucedendo 240 ms depois do início do defeito.

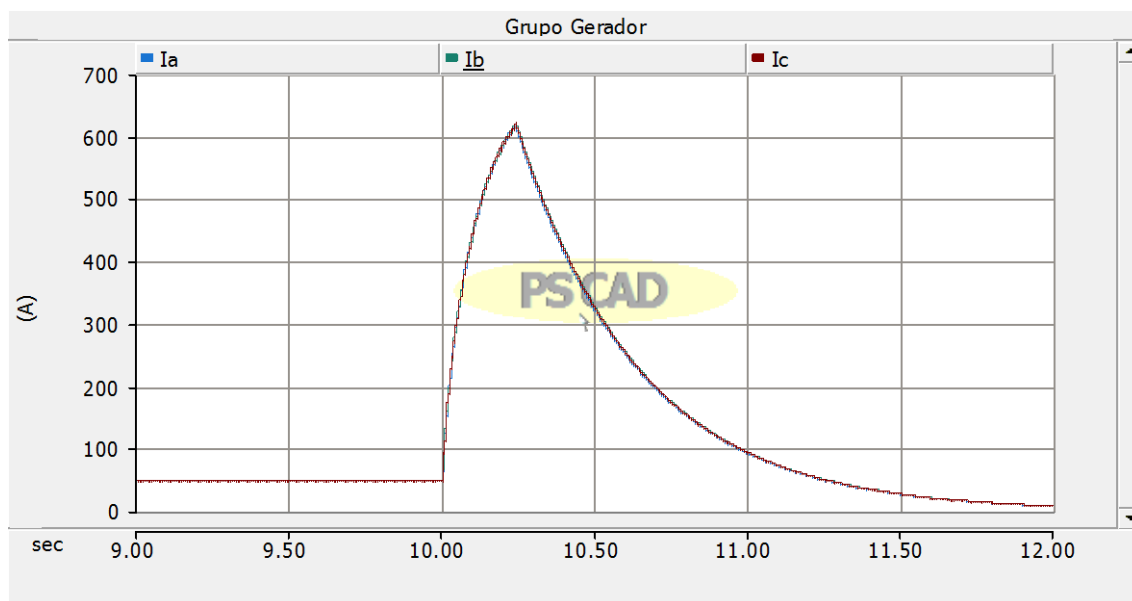


Figura 5.25 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra no grupo gerador (cabo1 50 m, cabo2 100 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

5.6.2.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

Reduzindo o comprimento do cabo protegido pelo disjuntor para 50 metros, reavaliou-se o funcionamento da proteção. Na Figura 5.26, observa-se que a corrente de curto-circuito atinge o valor de 751.5 A, que se mantém constante até ao instante $t = 10.21$ s. Significando, por isso, que o disparo é de natureza magnética e ocorre 210 ms depois do início do defeito.

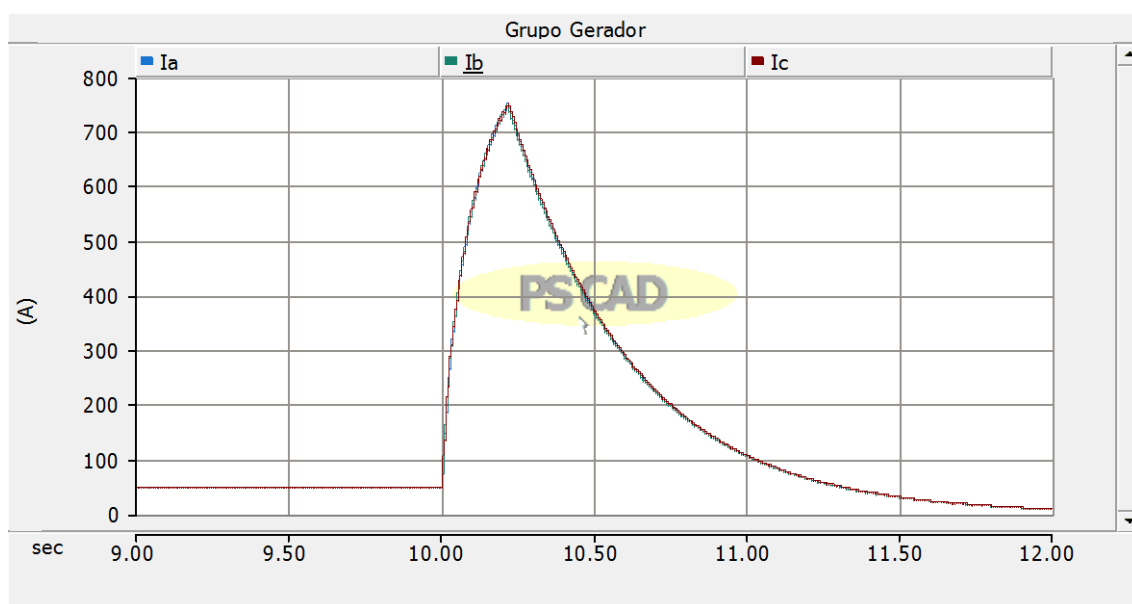


Figura 5.26 - Curto-circuito trifásico com contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

5.6.3. DEFEITO MONOFÁSICO

Simulando um curto-circuito monofásico entre a fase A e o neutro (A-G), com uma resistência de $0.1 \, \Omega$ e um disjuntor de 63 A, curva C, nas mesmas condições de base anteriormente utilizadas (cabo de alimentação do quadro com comprimento de 50 metros e cabo protegido pelo disjuntor, no qual ocorre o defeito, com um comprimento de 100 metros), obteve-se uma corrente conforme representado na Figura 5.27.

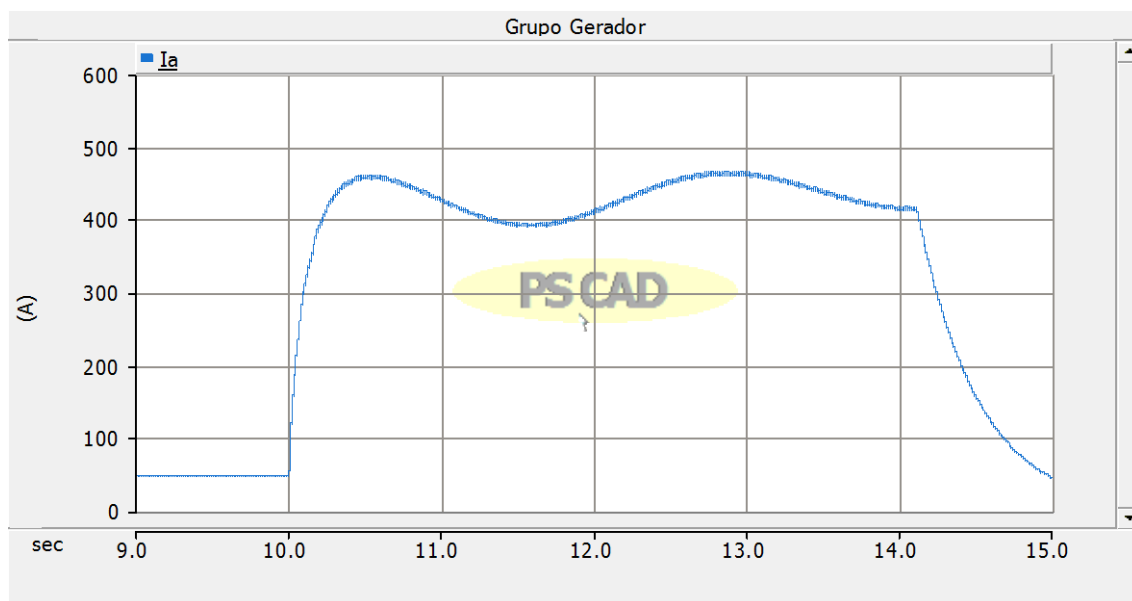


Figura 5.27 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F $0.1 \, \Omega$ e curva C)

Da observação do gráfico verifica-se que a corrente de curto-circuito oscila entre um máximo de 466.4 A e um mínimo de 416.5 A, originando o disparo da proteção ao fim de 4.09 s.

5.6.3.1. EFEITOS DA VARIAÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO

Reduzindo o comprimento do cabo, no qual ocorre o defeito, para 50 metros registou-se novamente a evolução da corrente de curto-circuito.

Na Figura 5.28, observa-se que a corrente de curto-circuito oscila entre um máximo de 568.1 A e um mínimo de 563.7 A, originando o disparo da proteção de natureza térmica ao fim de 2.9 s.

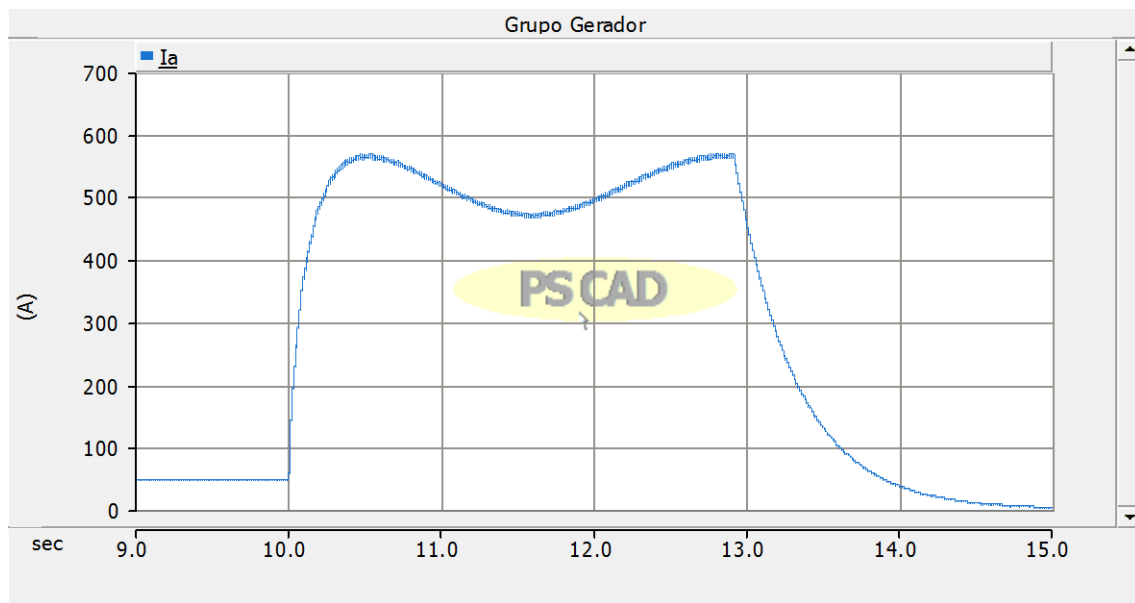


Figura 5.28 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Procedeu-se a uma nova redução do comprimento do cabo para 25 metros, com vista a avaliação da corrente de curto-circuito e do respetivo tempo de atuação da proteção.

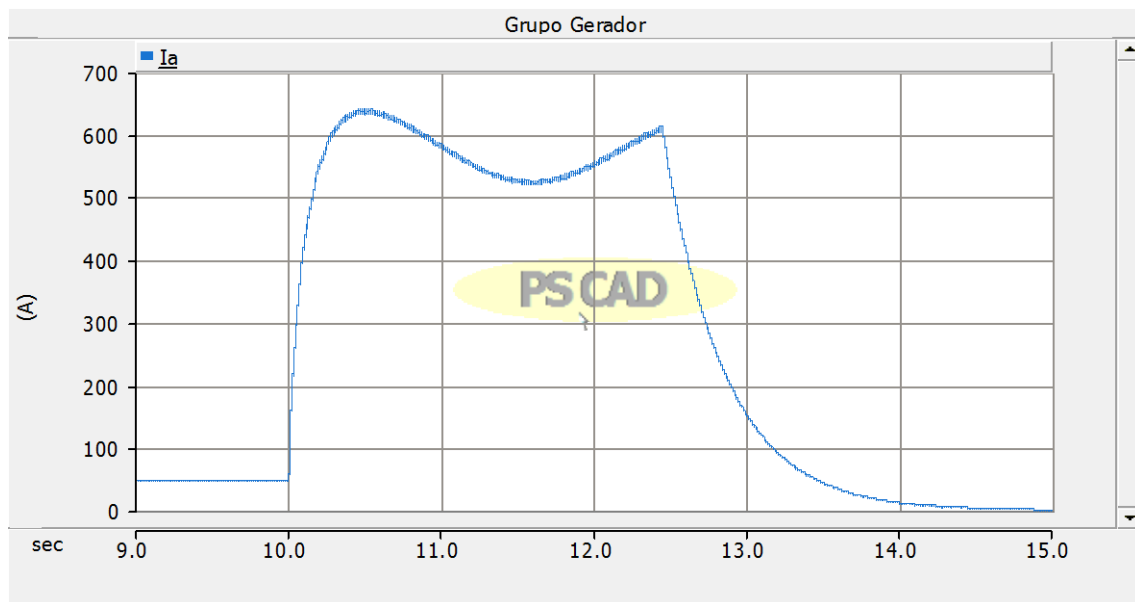


Figura 5.29 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 25 m, R_F 0.1 Ω e curva C)

Na Figura 5.29, observa-se a corrente de curto-circuito, que oscila entre um máximo de 641.1 A e um mínimo de 524.2 A. Uma vez mais verificou-se ter-se tratado de um disparo de natureza térmica, 2.44 s após o aparecimento do defeito.

5.6.3.2. EFEITOS DA VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE DEFEITO

Sabendo que os defeitos monofásicos que normalmente ocorrem em instalações de utilização incorporam uma resistência de defeito apreciável, procedeu-se à análise do efeito da variação do valor dessa resistência no valor da corrente de curto-circuito e nos tempos de atuação da proteção. Utilizou-se um valor de $0.20\ \Omega$, correspondendo a uma duplicação do valor inicial.

Partindo da situação base, procedeu-se a uma nova simulação tendo registado uma corrente de curto-circuito conforme representado na Figura 5.30.

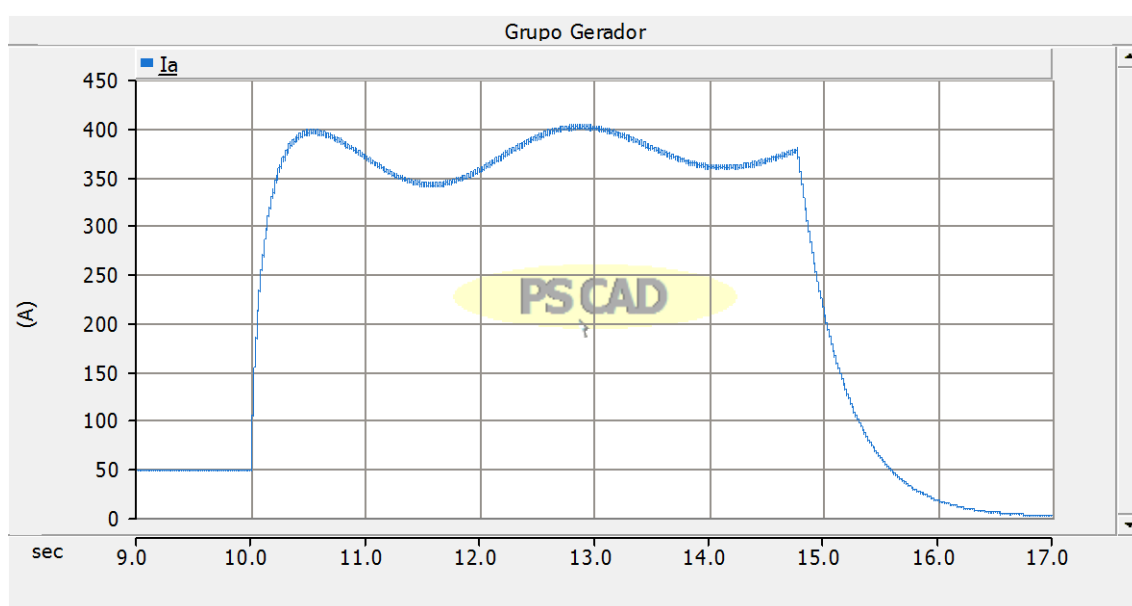


Figura 5.30 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F $0.2\ \Omega$ e curva C)

A corrente de curto-circuito atinge o valor máximo de 403.1 A e o disparo da proteção é sinalizado no instante $t = 14.77$ s. Uma vez mais verificou-se ter-se tratado de um disparo de natureza térmica, 4.77 s após o aparecimento do defeito. Tal como anteriormente, testaram-se, para efeitos comparativos, dois valores de comprimento de cabo, nomeadamente 50 e 25 metros.

A Figura 5.31, corresponde a um comprimento de 50 metros, enquanto a Figura 5.32 apresenta a corrente para um comprimento de 25 metros.

Conclui-se, da análise das figuras anteriores, que a diminuição do comprimento do cabo até ao defeito corresponde a um ligeiro aumento da corrente de curto-circuito (403.1 A, 478.3 A e 529.3 A) e consequente redução dos tempos de disparo

(14.77 s, 13.9 s e 13.3 s respetivamente), sendo o disparo nestas situações de natureza térmica.

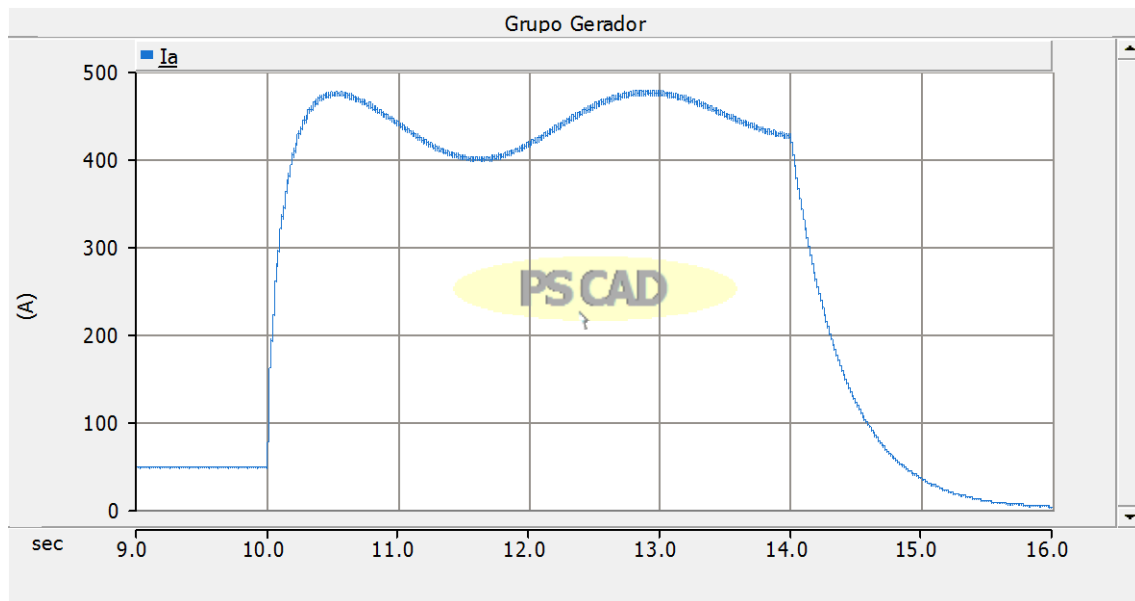


Figura 5.31 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabos 50 m, R_F 0.2 Ω e curva C)

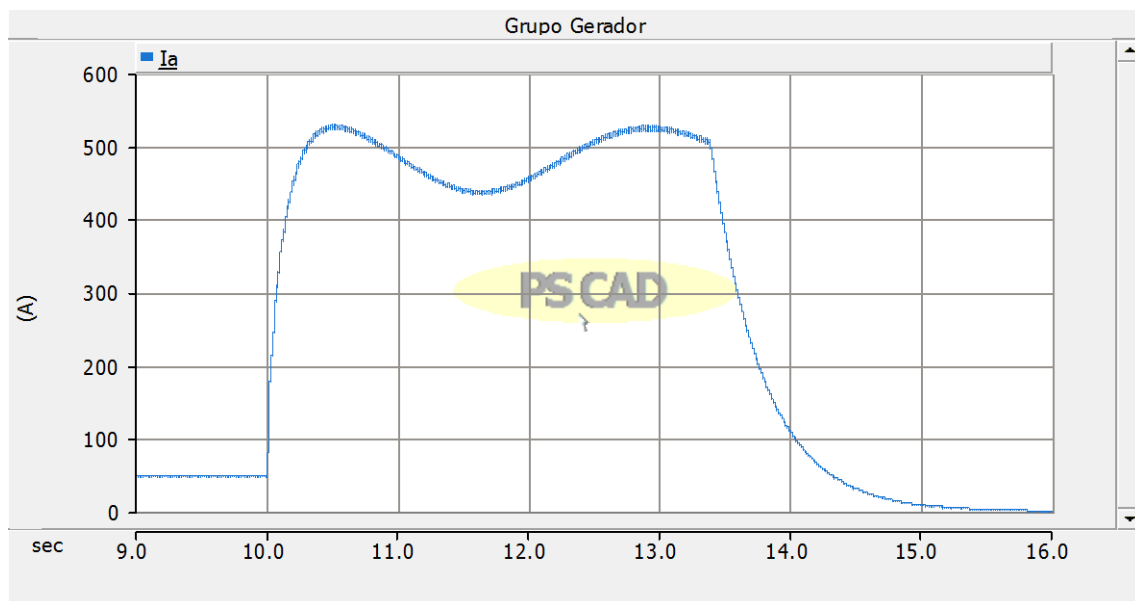


Figura 5.32 - Curto-circuito fase-neutro (A-G) no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 25 m, R_F 0.2 Ω e curva C)

5.6.4. EFEITOS DA VARIAÇÃO DA CURVA DE ATUAÇÃO DO DISJUNTOR

Simulando novamente um defeito trifásico sem contacto à terra nas condições de base, procedeu-se à substituição do disjuntor de curva C por um disjuntor de curva B.

O resultado da corrente de curto-circuito é apresentado na Figura 5.33, verificando-se que o valor eficaz da corrente de curto-circuito atinge o valor de 690.6 A. De acordo com a situação descrita em 5.6.1.1., verificamos um valor relativamente mais baixo de corrente de curto-circuito, com o mesmo tempo de atuação do disjuntor, sinalizando o disparo magnético aos 10.22 s.

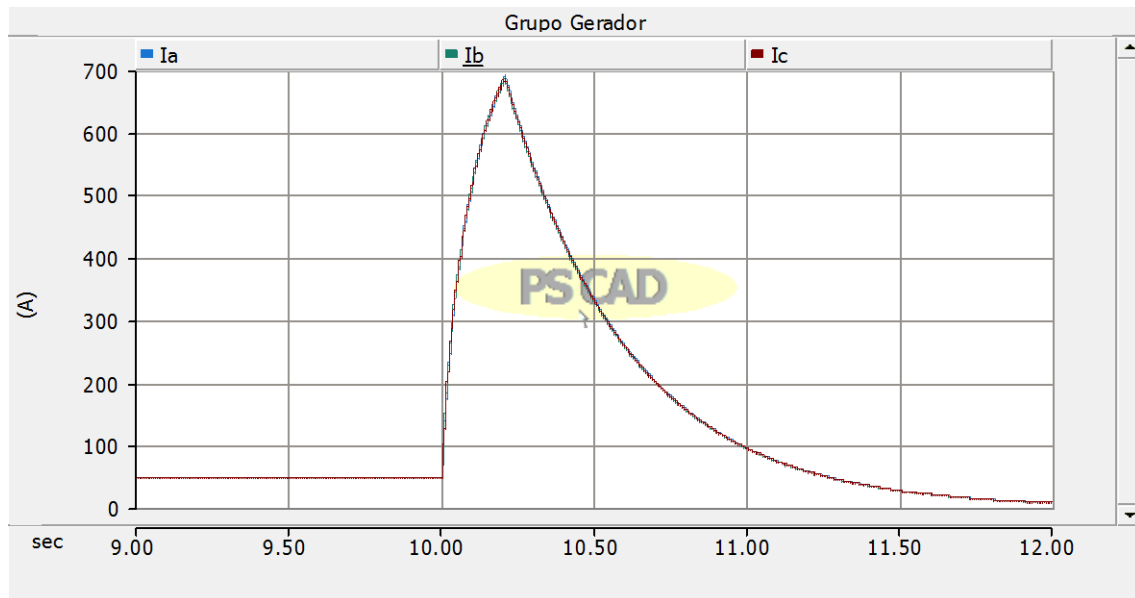


Figura 5.33 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabo₁ 50 m, cabo₂ 100 m, R_F 0.1 Ω e curva B)

Considerando a redução para metade do comprimento do cabo protegido pelo disjuntor, a corrente obtida está representada na Figura 5.34, podendo concluir-se que o tempo de atuação do disjuntor é relativamente próximo, sinalizando o disparo magnético aos 10.25 s, obtendo o mesmo tipo de disparo e valor da corrente.

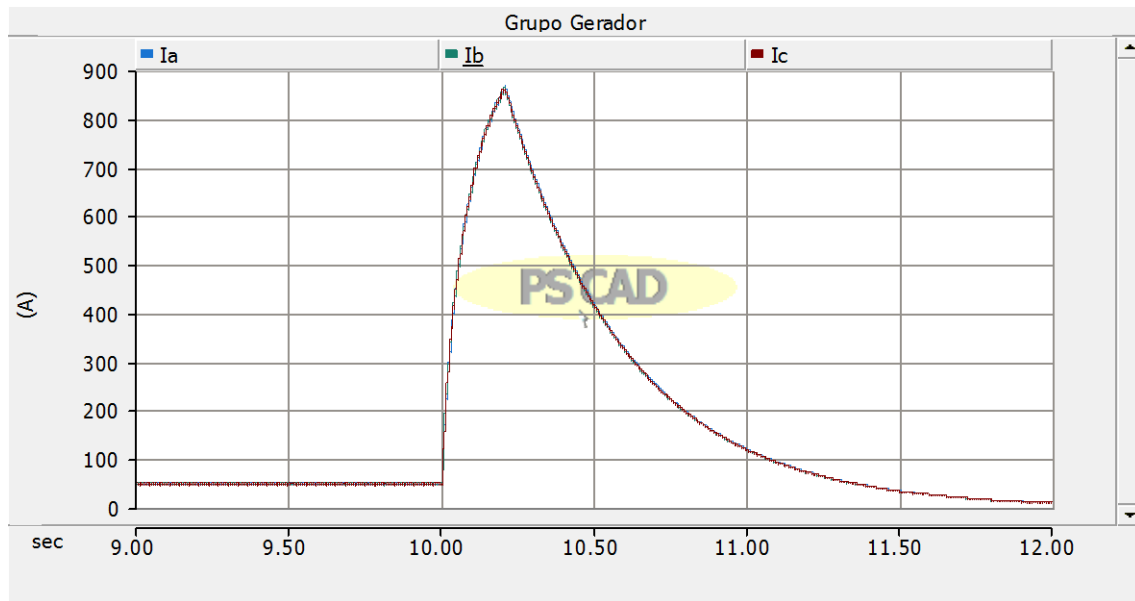


Figura 5.34 - Curto-circuito trifásico sem contacto à terra no grupo gerador (cabos 50 m, $R_F 0.1 \Omega$ e curva B)

5.7. RESUMO

Os resultados dos estudos anteriormente realizados estão resumidos na Tabela 5.1. De forma a permitir comparar os tempos e modos de atuação das proteções para diferentes cenários, quer em termos de fonte de alimentação, quer em termos de características da rede ou de defeito.

Tabela 5.1 - Resumo das simulações da rede elétrica e do grupo gerador

			Rede Elétrica			Grupo Gerador		
			Tipo de Disparo	I_{max}	Δt	Tipo de Disparo	I_{max}	Δt
3P	Base (50/100)	$R_F = 0.1 \Omega$ Curva C	Térmico	595.5 A	2.84 s	Magnético	702.5 A	220 ms
	50/50		Magnético	668.9 A	140 ms	Magnético	870.7 A	210 ms
3P+G	Base (50/100)	$R_F = 0.1 \Omega$ Curva C	Térmico	508 A	3.49 s	Magnético	620.6 A	240 ms
	50/50		Térmico	626 A	2.62 s	Magnético	751.5 A	210 ms
1P	Base (50/100)	$R_F = 0.1 \Omega$ Curva C	Térmico	492.8 A	3.64 s	Térmico	466.4 A	4.09 s
	50/50		Térmico	587.3 A	2.89 s	Térmico	568.1 A	2.9 s
	50/25		Magnético	637.1 A	410 ms	Térmico	641.1 A	2.44 s
1P	Base (50/100)	$R_F = 0.2 \Omega$ Curva C	Térmico	417.7 A	4.55 s	Térmico	403.1 A	4.77 s
	50/50		Térmico	494.6 A	3.62 s	Térmico	478.3 A	3.9 s
	50/25		Térmico	544.5 A	3.2 s	Térmico	529.3 A	3.3 s
3P	Base (50/100)	$R_F = 0.1 \Omega$ Curva B	Magnético	491 A	230 ms	Magnético	690.6 A	220 ms
	50/50		Magnético	620.2 A	210 ms	Magnético	866.9 A	250 ms

Da análise da tabela, pode verificar-se que a mudança de fonte de alimentação pode significar tempos de atuação diferentes, bem como diferentes correntes máximas efetivamente atingidas.

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 CONCLUSÃO

Os sistemas de proteção são dimensionados, entre outros fatores, para garantir uma atuação em tempo compatível com as condições de proteção (caraterística térmica dos cabos/canalização). Uma correta regulação das proteções pressupõe um conhecimento detalhado da rede de alimentação do circuito, a montante da colocação das mesmas, uma vez que as correntes de curto-circuito dependem das caraterísticas dos defeitos (número de fases afetadas/resistência de defeito), da localização do defeito (perto/afastado) da alimentação e da “força” da rede de alimentação (perto/longe das fontes).

Os disjuntores de BT de tipo termomagnético baseiam-se num relé instantâneo de máxima corrente e num relé térmico sensível ao aquecimento provocado pela passagem de uma corrente elétrica. Na proteção contra sobrecargas, o disparo do disjuntor é lento para pequenas sobrecargas e mais rápido para sobrecargas de maior valor, sendo controlado pela deformação de uma lâmina bimetálica em resultado do aquecimento por passagem da corrente elétrica. No caso dos curto-circuitos verifica-se, normalmente, uma variação rápida do valor da corrente elétrica, que provoca o disparo do disjuntor por ação de um campo magnético intenso. Por esse motivo o disparo ocorre num tempo fixo, quase instantâneo.

A existência de geradores de socorro numa rede normalmente alimentada a partir da rede de distribuição pública em BT ou MT requer uma análise detalhada das correntes de curto-circuito e das caraterísticas de atuação das proteções na situação em que a rede comute para alimentação de socorro, dado que as correntes de curto-circuito produzidas pelo gerador de socorro apresentam caraterísticas diferentes das originadas pela rede pública.

Conforme resumido na Tabela 5.1, uma mesma situação de topologia da rede e resistência de defeito poderá conduzir a disparo magnético (quase instantâneo) ou térmico com um certo atraso temporal, conforme a alimentação seja pela rede ou por grupo gerador. Nessa mesma tabela podem identificar-se situações de disparo magnético que passa a térmico, bem como situações de disparo térmico que passa a magnético, na substituição por grupo gerador de socorro. A primeira situação poderá ter consequências

graves ao nível da proteção das canalizações e/ou das pessoas. Neste último caso, quando se trate de esquema de ligação à terra TN, em que a proteção contra os contactos indiretos é assegurada pelos dispositivos de proteção contra sobreintensidades (disjuntores ou fusíveis), são exigidos tempos de disparo inferiores aos normalmente requeridos pela canalização elétrica (fadiga térmica dos cabos). Assim, a maior variabilidade nos tempos de atuação coloca dificuldades acrescidas na seleção das características dos equipamentos de proteção.

Na inexistência de formas de cálculo de correntes de curto-circuito (ainda que conservadoras) particularmente aplicáveis à situação de alimentação por grupo gerador de socorro, o estudo detalhado requer a utilização de ferramentas de simulação no domínio dos tempos, como por exemplo o *PSCAD/EMTDC* utilizado neste trabalho. No entanto, o recurso a ferramentas de simulação, exige uma cuidadosa modelização quer da rede, quer dos equipamentos de proteção. Caso contrário, os resultados poderão ser não realistas.

No presente trabalho foi implementada uma pequena rede de distribuição de energia elétrica em BT sujeita a um defeito no extremo de uma canalização de utilização genérica. Foram modelizados o comportamento térmico e magnético de um disjuntor de utilização geral (termomagnético) partindo de uma curva de atuação (tempos limite vs corrente de curto-circuito). Com base numa aproximação empírica, foi estabelecida (e implementada) uma função de tempo de disparo condicionada ao valor eficaz da corrente em alternativa a uma condição determinística do tipo ON/OFF. Esta função pretendeu traduzir o comportamento térmico de um disjuntor numa gama de correntes entre 5 e $10 \times I_n$, onde os tempos de disparo normalmente não ultrapassarão os 5 segundos. Com base nos resultados das simulações realizadas constatou-se que da substituição de uma rede pública de alimentação por um grupo gerador de socorro poderão resultar problemas de falha de proteção que interessa acautelar, em particular quando delas resultarem prejuízos relacionados com as instalações ou vidas humanas.

Como forma de reduzir o impacto do tipo de fonte nas condições de proteção, foram realizadas algumas simulações relativas à utilização de disjuntores de curva B, em que o limiar térmico/magnético corresponde a uma corrente entre 3 e $5 \times I_n$, desta forma verificou-se a passagem de alguns disparos de tipo térmico a disparos magnéticos, com tempos compatíveis com as condições de segurança exigidas.

6.2 PERSPETIVAS DE DESENVOLVIMENTO

No presente trabalho, ficaram por explorar alguns casos eventualmente relevantes, na medida em que a versão estudante do *Software PSCAD/EMTDC*, embora completamente funcional, apresenta uma limitação a quinze nós elétricos, condicionando o número de elementos elétricos e/ou de medida explicitamente representados. De igual forma, a representação quer do comportamento térmico, quer do comportamento magnético do disjuntor, não pôde ter em conta o carácter físico dos processos envolvidos.

Assim, futuros trabalhos poderão incidir na modelização física do processo de disparo das proteções, de forma a obter maior precisão na determinação dos tempos de atuação das proteções. Por outro lado, no aspeto de modelização da rede, a representação de maior número de elementos poderá permitir detetar eventuais fenómenos de interdependência entre aparelhos de proteção colocados em diferentes pontos da rede elétrica.

Para além do motor de combustão interna modelizado neste trabalho, poderão ser considerados outros tipos de acionamento, bem como a utilização de fontes de alimentação baseadas em elementos de eletrónica de potência, onde as correntes de curto-circuito são, potencialmente, muito inferiores às da rede pública de alimentação e até às dos geradores de socorro convencionais.

REFERÊNCIAS

- [1] *Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão*, Portaria nº949-A/2006 ed., Lisboa: Ministério da Economia e da Inovação - Diário da República, Número 175, 2006.
- [2] GE, General Electric, “Catálogo Residencial, Dados técnicos - Protecção de pessoas,” 2009. [Online]. Available: www.ge.com/pt/powerprotection.
- [3] Siemens, “Protecção contra choques eléctricos e incêndios,” [Online]. Available: www.siemens.com.br/protecao.
- [4] “Riscos Eléctricos,” 2013. [Online]. Available: <http://www.segurancaonline.com/gca/?id=977>.
- [5] Certiel, “Selectividade de Protecção contra as sobreintensidades,” junho 2006. [Online]. Available: https://www.certiel.pt/c/document_library/get_file?uuid=5630596c-ee9c-4816-beb2-57a64506d8af&groupId=10100.
- [6] J. Morais e J. Pereira, *Guia Técnico das Instalações Eléctricas*, Certiel, 2007.
- [7] P. Félix e V. Veloso, “Sistemas de Protecção,” Instituto de Engenharia de Sistemas e de Computadores do Porto, Porto, 2010.
- [8] J. Pina, *Instalações Eléctricas*, Coimbra: ISEC, 2015.
- [9] *IS/IEC 60898-1:2002; Electrical Accessories - Circuit-Breakers for Overcurrent Protection for Household and Similar Installations; Part 1 Circuit-Breakers for AC Operation*, Bureau of Indian Standards, 2008.
- [10] GE, General Electric, *Catálogo Residencial; Dados técnicos - Protecção de linhas*, Vila Nova de Gaia, 2009.
- [11] Efapel, *Informação Técnica*.
- [12] Legrand, *A Protecção Diferencial: Segurança dos Circuitos*, Carcavelos.
- [13] R. Silva, *Electricidade Prática - 18.ª Edição*, Damaia: Editorial de Marinha, 1980.
- [14] Arcel - Electrotecnia, Lda, “Esquemas de ligação à terra em baixa tensão,” [Online]. Available: http://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/esquemas_ligacao_a_terra.pdf.
- [15] H. Santos, “Protecção de Pessoas e Esquemas de Ligação à Terra,” junho 2009. [Online]. Available:

- http://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/esquemas_ligacao_a_terra.pdf.
- [16] Indusmelec, “Esquemas & Diagramas Caderno 3,” julho 2013. [Online]. Available: http://www.indusmelec.pt/newsletter/04/cadernotecnico_03.pdf.
 - [17] J. Paiva, *Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistemática*, Lisboa: IST Press, 2011.
 - [18] IEC, *IEC 60909-0 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents*, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2001.
 - [19] A. Morais, *GECC - Programa de Cálculo de Curto-circuitos*, Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
 - [20] Grupel, *Catálogo Grupel*, Aveiro, 2013.
 - [21] Stamford, *HCI634Y - Technical Data Sheet - Specifications & Options*, United Kingdom, 2004.
 - [22] S. Oliveira, *PSCAD/EMTDC*, Porto: FEUP, 2009.

